Office national de l'énergie
National Energy Board

Motifs de décision

Georgia Strait Crossing Pipeline Limited
pour le compte de
GSX Canada Limited Partnership

GH-4-2001

Novembre 2003

Installations

Canada

104-01349/

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

Georgia Strait Crossing Pipeline Limited

pour le compte de

GSX Canada Limited Partnership

Demande en date du 24 avril 2001 visant le pipeline GSX Canada

GH-4-2001

Novembre 2003

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2003
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2003-7F

ISBN 0-662-75043-8

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : bibliothèque@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2003 as represented by the National Energy Board

Cat No. NE22-1/2003-7E

ISBN 0-662-35221-1

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Liste des figures iii
Liste des tableaux iii
Liste des annexes iii
Abréviations iv
Exposé et comparutions viii

1. Introduction 1
1.1 Aperçu du projet 1
1.2 Démarche d'examen conjoint 3

2. Description des installations et sécurité du pipeline 5
2.1 Description des installations 5
2.1.1 Tronçon marin 7
2.1.2 Tronçon de franchissement du littoral 7
2.1.3 Tronçon terrestre 8
2.2 Conception du pipeline 8
2.2.1 Codes et normes 8
2.2.2 Matériaux et tubes de canalisation 9
Tronçon marin 9
Tronçon terrestre 11
2.3 Évaluation des risques 13
2.4 Critères sismiques 14
2.5 Questions géotechniques 18
2.6 Système de gestion, programme d'assurance de la qualité et programme d'intégrité 20
2.6.1 Système de gestion de GSX PL 20
2.6.2 Programme d'assurance de la qualité 21
2.6.3 Programme de gestion de l'intégrité du pipeline 21
2.7 Forage dirigé horizontal 23
2.8 Dynamitage 23
2.9 Exploitation 25
2.9.1 Contrôle, surveillance et détection des fuites 25
2.9.2 Protection civile et intervention d'urgence 25
2.10 Processus de vérification par un tiers du pipeline marin 26

3. Questions environnementales et socio-économiques, et questions de consultation, de tracé et de terrains 30
3.1 Environnement 30
3.1.1 Rapport de la Commission d'examen conjoint 30
3.1.2 Effets environnementaux de la combustion du gaz naturel à la centrale VIGP 30
Qualité de l'air locale et régionale 31
Émissions de gaz à effet de serre 34
3.1.3 Réponse du gouvernement du Canada 40

3.2 Questions socio-économiques 41
3.3 Consultation publique 43
3.3.1 Préavis public 43
3.3.2 Consultation des Premières nations 44
3.4 Questions de tracé et de terrains 47

4. Transport, droits et tarifs, et questions financières 51
4.1 Questions financières 51
4.1.1 Financement du projet 51
4.1.2 Structure d'entreprise 51
4.2 Capacité du promoteur de gérer les risques et les responsabilités financières 52
4.3 Transport, droits et tarifs 53
4.4 Forme de réglementation 53

5. Approvisionnement, marchés et faisabilité économique 56
5.1 Justification du projet 56
5.2 Approvisionnement en gaz 57
5.2.1 Approvisionnement individuel de chaque expéditeur 57
5.2.2 Approvisionnement global 57
5.3 Marchés et nécessité du pipeline proposé 59
5.3.1 Demande de gaz sur l'île de Vancouver 59
Contexte 59
Déséquilibre de l'offre et de la demande d'électricité 60
Réseau de Centra 61
NorskeCanada 62
5.3.2 Prix du gaz naturel 63
5.3.3 Risque assuré par le secteur public ou par le secteur privé 63
5.4 Conclusion 65

6. Câbles sous-marins 67
6.1 Contexte 67
6.2 Pertinence de la preuve sur les câbles sous-marins 68

7. Conclusion générale et dispositif 72
7.1 Conclusion à l'égard de l'utilité publique de la demande 72
7.2 Dispositif 72

Liste des figures

1-1 Projet Georgia Strait Crossing 2
2-1 Pipeline GSX Canada 6
4-1 Pipeline GSX Canada – Propriété et exploitation 52

Liste des tableaux

2-1 Coûts estimatifs du projet (en millions de dollars CAN) 7
3-1 Concentrations des émissions prévues de l'usine Harmac et de la centrale VIGP ensemble pour la période de modélisation combinée de 1995 et de 2000-2001 32

Liste des annexes

I Historique des événements 73
II Liste des questions 76
III Conditions du certificat 78
IV Réponse du gouvernement du Canada au Rapport de la Commission d'examen conjoint 89

Abréviations

°C	degré Celsius
10^6Btu	million d'unités thermiques britanniques
10^6pi^3	million de pieds cubes
ACC C.-B.	Association des consommateurs du Canada et autres
API	American Petroleum Institute
AQ	assurance de la qualité
AR	autorité fédérale responsable
ASCE	American Society of Civil Engineers
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for the Testing of Materials
BC EAO	Environmental Assessment Office de la Colombie-Britannique
BC Hydro	British Columbia Hydro and Power Authority
BCUC	Utilities Commission de la Colombie-Britannique
BK	borne kilométrique
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
Calpine	Calpine Canada
CAN	canadien
CCHT	courant continu haute tension
CCME	Conseil canadien des ministres de l'Environnement
Centra	Centra Gas British Columbia Inc.
CGC	Commission géologique du Canada
CH_4	méthane
CNBC	Code national du bâtiment du Canada
CO_2	dioxyde de carbone

Commission	Commission d'examen conjoint
COV	composés organiques volatils
CSA	Association canadienne de normalisation
Demande	demande en date du 24 avril 2001 présentée à l'Office national de l'énergie par Georgia Strait Crossing Pipeline Limited
Directives	*Directives concernant les exigences de dépôt* de l'Office national de l'énergie, 1995
DR	demande de renseignements
É.-U.	États-Unis
entente	entente entre l'Office national de l'énergie et le ministre de l'Environnement, publiée le 20 septembre 2001
ÉTF	époxyde thermofusible
FDH	forage dirigé horizontal
GES	gaz à effet de serre
GJ	gigajoule
GSX Canada LP	société en commandite GSX Canada Limited Partnership
GSX OC	société à responsabilité limitée GSX Operating Company LLC
GSX PL ou le demandeur	Georgia Strait Crossing Pipeline Limited
GSXCCC	GSX Concerned Citizens' Coalition
HFI-ERW	soudage par résistance électrique et par induction haute fréquence
ICP	Island Cogeneration Project
Instance GH-4-2001	Instance tenue aux termes de l'ordonnance d'audience GH-4-2001 de l'Office national de l'énergie, datée du 9 novembre 2001, pour examiner le projet de pipeline GSX Canada
intervenants	intervenants dans l'instance GH-4-2001
j	jour
JWA	Jacques Whitford Associates

KBR	Kellogg Brown & Root
km	kilomètre
kPa	kilopascal
kV	kilovolt
lb/po^2	livre par pouce carré
LCÉE	*Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*
Loi sur l'ONÉ	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
m	mètre
mm	millimètre
Motifs de décision	Motifs de décision GH-4-2001
MP	matière particulaire
MPa	mégapascal
MPETA C.-B.	ministère de la Protection des eaux, des terres et de l'air de la Colombie-Britannique
MPO	ministère des Pêches et des Océans du Canada
MT	mégatonne
MW	mégawatt
N_2O	oxyde nitreux
NO_2	dioxyde d'azote
norme CSA Z662	Norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*
NorskeCanada	Norske Skog Canada Limited
NPS	diamètre nominal de tuyau (en pouces)
Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
PCIU	protection civile et intervention d'urgence
PFUDC	provision pour fonds utilisés durant la construction
pipeline GSX US	partie américaine du projet Georgia Strait Crossing
pipeline proposé ou projet	projet de pipeline GSX Canada

Powerex	Powerex Corporation
PP	préavis public
PPRÉE	plan de protection et de remise en état de l'environnement
Rapport de la CEC	Rapport de la Commission d'examen conjoint sur le projet de pipeline GSX Canada, daté de juillet 2003
réponse du gouvernement	réponse du gouvernement du Canada au Rapport de la Commission d'examen conjoint
RPT-99	*Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*
SCADA	commande et acquisition de données
SGQ	système de gestion de la qualité
Skeleem Recovery Centre	Skeleem Recovery Centre of the Cedar Lodge Society
SO_2	dioxyde de soufre
SPEC/DSF	Society Promoting Environmental Conservation and the David Suzuki Foundation
SSPE	santé, sécurité et protection de l'environnement
Terasen	Terasen Gas (Vancouver Island) Inc.
TJ	térajoule
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
VIATEC	Vancouver Island Advanced Technology Centre
VIEC	Vancouver Island Energy Corporation
VIGJV	Vancouver Island Gas Joint Venture
VIGP	Vancouver Island Generation Project
VIPLA	Vancouver Island Pipeline Landowners Association
Westcoast	Westcoast Energy Inc. (exploitée sous la dénomination sociale Duke Energy Gas Transmission Canada)
Williams	Williams Gas Pipeline Company, LLC
$\mu g/m^3$	microgramme par mètre cube

Exposé et comparutions

CONFORMÉMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) et à ses règlements d'application;

CONFORMÉMENT À la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande en date du 24 avril 2001 présentée par Georgia Strait Crossing Pipeline Limited pour solliciter :

a) aux termes de la partie III de la Loi sur l'ONÉ, la délivrance d'un certificat d'utilité publique autorisant la construction et l'exploitation d'un nouveau pipeline destiné au transport de gaz naturel et des installations connexes;

b) aux termes de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ, l'approbation des droits et tarifs connexes;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience GH-4-2001 de l'Office national de l'énergie, datée du 9 novembre 2001;

DEMANDE ENTENDUE À Sidney (Colombie-Britannique) les 24, 25, 26, 27 et 28 février 2003, et les 3, 4, 5, 6, 7, 10, 11, 12, 13, 17, 18 et 19 mars 2003;

DEVANT :

E. Quarshie	Membre présidant l'audience
R.J. Harrison	Membre
B. Williams, c.r.	Membre

COMPARUTIONS :

D.G. Davies B. Ho	Georgia Strait Crossing Pipeline Limited
W.Andrews T. Hackney K Maher	GSX Concerned Citizens' Coalition
D. Anguish	Northern Pipeline Projects Limited
G.L.. Bell	
J. Bomford	
J. Briggs	
A. Caldicott	

J. Campbell	
J. Clark	Ministère de la Justice (pour le compte d'Environnement Canada, de Pêches et Océans Canada et de Parcs Canada)
M. Dimozantos	
M. Doherty	Association des consommateurs du Canada et autres
W. Douglass	Gulf Crab Fishers Association
J. Dudley	
R. Dwyer	
D. Essig	Islands Trust Council
A. D. Fisher	
T. Howard	Society Promoting Environmental Conservation and the David Suzuki Foundation
R. Hughes	
J.F. Hugo	Braithwaite Estates Improvement District
C. Jones	Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique
D. Knowles	
C. Lennox	Vancouver Island Advanced Technology Centre
P. Marchant	
M. McLennan	
S. Miller D. Miller	Shadybrook Farm
J. Page	Ministère de l'Énergie de l'Alberta
J.L. Parker	
G.G.P. Shephard	
D. Skerik	
I. Smyth	Saturna Community Club

S. Vassilopoulos	Vassilopoulos & Williamson, LC
G. Walker	Arbutus Ridge Resident Ratepayers Association
B. Wallace	Norske Skog Canada Limited (NorskeCanada)
S. Washington Smyth W.C. Austin K. Dunster B. Hanson D. Bain G. Thornton	Coalition maritime : Saturna Community Club, Pender Islands Conservancy Association, Salt Spring Island Conservancy, Saanich Inlet Protection Society, Georgia Strait Alliance, Société pour la protection des parcs et des sites naturels du Canada (C.-B.)
J. Hanebury, c.r. C. McKinnon M. Haug	Office national de l'énergie

Chapitre 1

Introduction

1.1 Aperçu du projet

Le 24 avril 2001, Georgia Strait Crossing Pipeline Limited (GSX PL ou le demandeur), au nom de GSX Canada Limited Partnership (GSX Canada LP), a présenté une demande à l'Office national de l'énergie (l'Office ou l'ONÉ) pour solliciter :

a) la délivrance d'un certificat d'utilité publique, aux termes de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi sur l'ONÉ), autorisant la construction et l'exploitation du pipeline GSX Canada (le projet ou le pipeline proposé);

b) la délivrance d'une ordonnance, aux termes de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ, désignant le pipeline proposé en tant que pipeline relevant du Groupe 2, pour les fins de la réglementation des droits et du tarif;

c) toute autre mesure que GSX PL pourrait demander ou que l'Office pourrait juger indiquée, suivant l'article 20 de la Loi sur l'ONÉ.

Le pipeline proposé représente le tronçon canadien du projet Georgia Strait Crossing, un nouveau pipeline international qui assurerait le transport de gaz naturel à partir de points d'interconnexion avec les réseaux de Westcoast Energy Inc. (Westcoast)[1] et de Northwest Pipeline Corporation, au carrefour de marché de Sumas, dans l'État de Washington/ Huntingdon, en Colombie-Britannique (C.-B.), vers les marchés du Nord-Ouest de l'État de Washington et de l'île de Vancouver (C.-B.). (Voir la figure 1-1, Projet Georgia Strait Crossing.)

Le pipeline proposé consiste en une canalisation de transport de gaz naturel (ou gazoduc) de 406 millimètres (mm) de diamètre extérieur (NPS 16) et d'environ 60 kilomètres (km) de longueur, y compris les installations connexes, qui s'étendrait d'un point sur la frontière canado-américaine, situé dans le passage Boundary à l'est de l'île Saturna (C.-B.), à un point d'interconnexion avec le gazoduc existant de Centra Gas British Columbia Inc. (Centra)[2], situé à l'ouest du lac Shawnigan et au sud de Duncan, sur l'île de Vancouver.

Le projet Georgia Strait Crossing est une initiative conjointe de la British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro) et de Williams Gas Pipeline Company, LLC (Williams). Le coût en capital des parties canadienne et américaine du projet Georgia Strait Crossing est évalué à 322,3 millions de dollars CAN. Le coût en capital estimatif de la partie canadienne du projet est de l'ordre de 139,3 millions de dollars CAN.

---

1 Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale Duke Energy Gas Transmission Canada.

2 Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. a récemment acheté le gazoduc de Centra.

Figure 1-1
Projet Georgia Strait Crossing

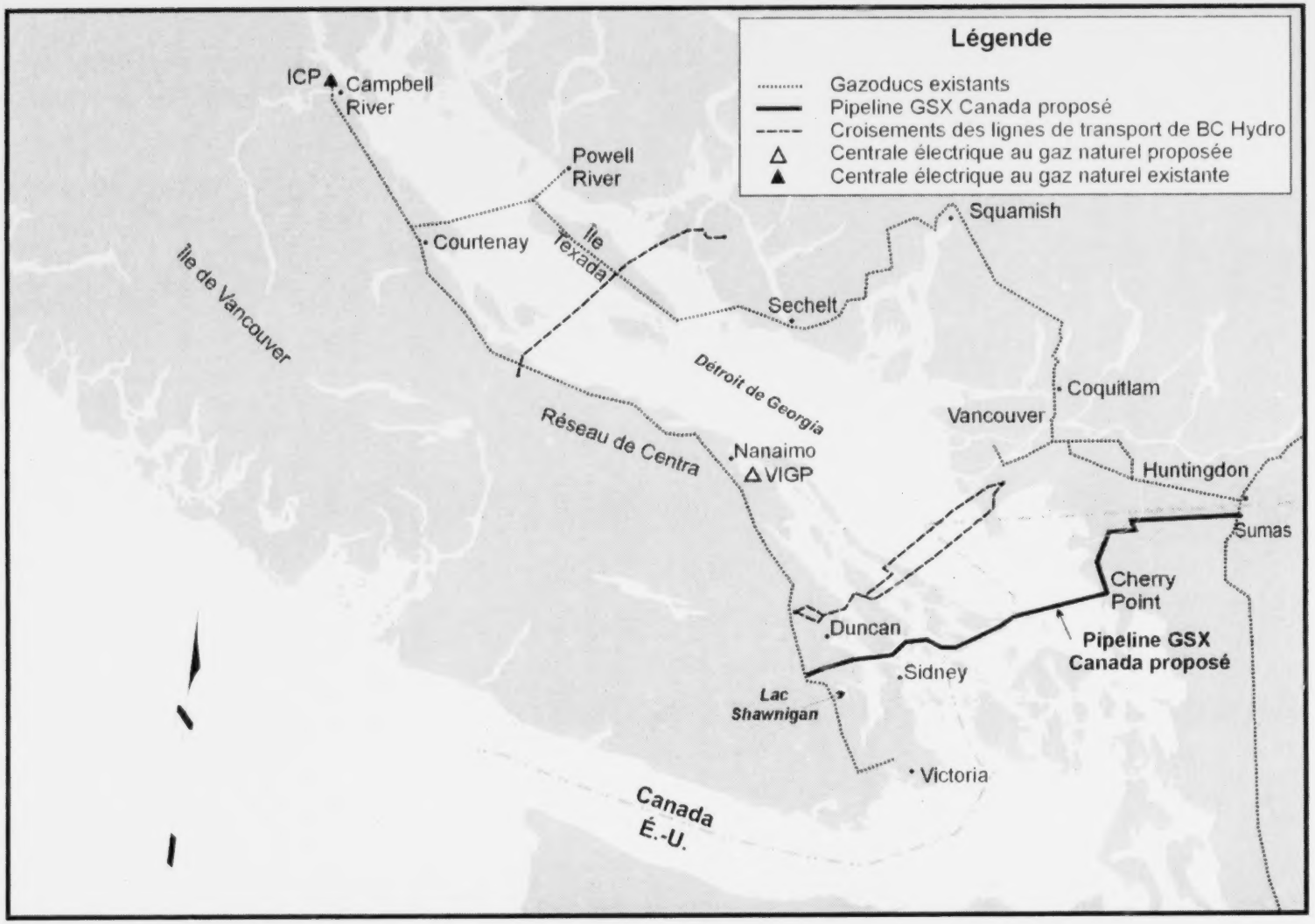
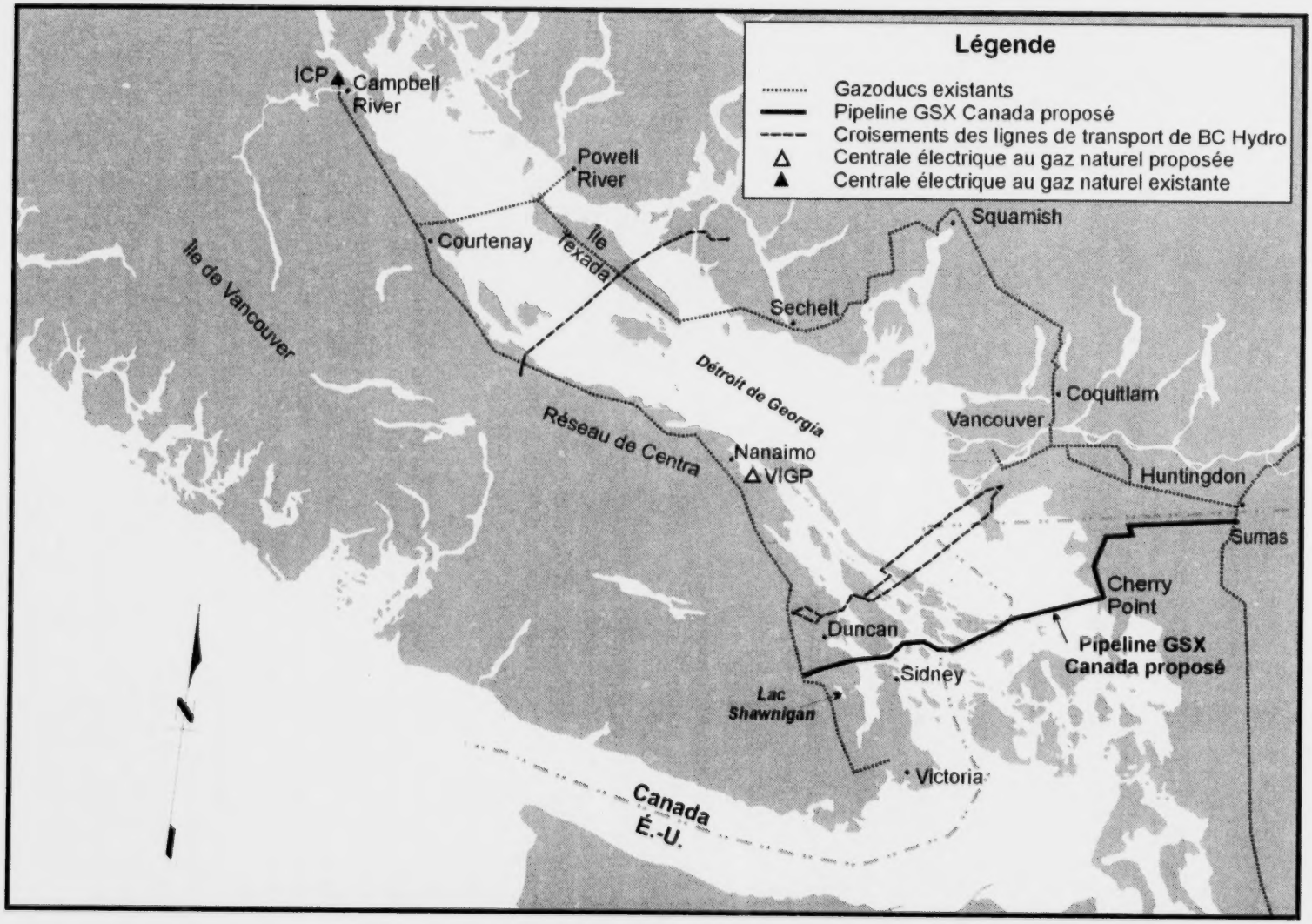


Figure 1-1
Projet Georgia Strait Crossing



Le gaz transporté par le pipeline proposé servirait principalement à alimenter le projet de centrale électrique appelé Vancouver Island Generation Project (VIGP), qui serait situé à Duke Point, près de Nanaimo (C.-B.), et l'actuelle centrale de cogénération, désignée Island Cogeneration Project (ICP), qui se trouve à Campbell River (C.-B.). Le coût en capital du VIGP est évalué à 370 millions de dollars CAN.

La partie américaine du projet Georgia Strait Crossing (le pipeline GSX US) serait réalisée et exploitée par Georgia Strait Crossing Pipeline LP. Le 20 septembre 2002, la Federal Energy Regulatory Commission a délivré les décisions CP010176-000, CP010177-000, CP010178-000 et CP010179-000, qui autorisaient la construction et l'exploitation du pipeline GSX US et accordaient d'autres approbations connexes.

1.2 Démarche d'examen conjoint

L'ONÉ et le ministre de l'Environnement ont constitué une commission d'examen conjoint indépendante (la Commission) afin qu'elle coordonne l'évaluation de la demande de GSX PL en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE) et de la Loi sur l'ONÉ. Le mandat de la Commission aux termes de la LCÉE était défini dans l'entente intervenue entre l'ONÉ et le ministre de l'Environnement (l'entente), rendue publique le 20 septembre 2001. L'entente fixait la portée de l'examen des effets environnementaux du projet et énumérait les éléments qui seraient examinés en vertu de la LCÉE. Sous le régime de la Loi sur l'ONÉ, la Commission s'est penchée sur tous les autres aspects concernant la question de décider si le pipeline proposé est d'utilité publique, pour le présent et l'avenir, y compris les questions relatives à la sécurité et à la faisabilité économique, et tous facteurs environnementaux non pris en compte dans le cadre de la LCÉE.

La Commission a diffusé les instructions concernant le déroulement de l'instance GH-4-2001 le 9 novembre 2001. L'annexe I dresse un sommaire des événements survenus au cours de l'instance GH-4-2001. L'annexe II relève les questions que la Commission a décidé d'étudier dans le cadre de son examen du projet. Une audience orale s'est tenue à Sidney (C.-B.), du 24 février au 19 mars 2003.

Suivant la LCÉE, la Commission a étudié les effets environnementaux du projet et les mesures d'atténuation appropriées. Les conclusions et recommandations de la Commission, notamment ses justifications, les mesures d'atténuation et les programmes de suivi requis, sont exposés dans le Rapport de la Commission d'examen conjoint (Rapport de la CEC). Ce dernier contient également un résumé des commentaires formulés par le public. Le Rapport de la CEC a été publié le 30 juillet 2003 et acheminé aux autorités responsables (AR) fédérales. Ressources naturelles Canada a coordonné les éléments de la réponse du gouvernement du Canada au Rapport de la CEC (réponse du gouvernement), laquelle a été approuvée par la gouverneure générale en conseil, suivant le paragraphe 37(1.1) de la LCÉE, et rendue publique le 21 novembre 2003. Le chapitre 3 des Motifs de décision traite des conclusions du Rapport de la CEC et de la réponse du gouvernement. La réponse du gouvernement est reproduite à l'annexe IV.

Avant de rendre sa décision en vertu de la Loi sur l'ONÉ, la Commission a tenu compte du Rapport de la CEC et de la réponse du gouvernement. Le chapitre 7 des Motifs de décision

expose les conclusions générales de la Commission et sa décision. Les conditions du certificat sont énumérées à l'annexe III des Motifs de décision.

Chapitre 2

Description des installations et sécurité du pipeline

2.1 Description des installations

Le pipeline proposé serait construit en trois sections : un tronçon marin qui passerait par le passage Boundary et le chenal Satellite, un tronçon de franchissement du littoral, au point d'arrivée à terre de Manley Creek, et un tronçon terrestre qui s'étendrait sur l'île de Vancouver. (Voir la figure 2.1 - Pipeline GSX Canada.) Le pipeline proposé serait conçu pour soutenir une pression maximale d'exploitation de 15 305 kPa (2 220 lb/po^2), afin de favoriser une livraison efficace du gaz au réseau de Centra, et aurait une capacité nominale de transport d'environ 2,71 10^6m^3 (101 TJ ou 95,7 10^6pi^3) de gaz naturel par jour. Son coût en capital est évalué à environ 139,3 millions de dollars CAN, et sa mise en service est prévue pour octobre 2005. (Voir le tableau 2-1 - Coûts estimatifs du projet.)

Le pipeline proposé comprend les éléments suivants :

- environ 60 km de canalisations de transport de gaz naturel de 406 mm de diamètre extérieur (NPS 16);
- vannes de sectionnement de canalisation principale, situées du côté terre du littoral de l'île de Vancouver ainsi qu'à mi-chemin entre le point d'arrivée à terre et l'interconnexion avec le gazoduc de Centra;
- assemblage de vannes de sectionnement et de purge, vanne de réglage de débit, clapet de retenue, séparateur, dispositifs de réception de racleurs, matériel de manutention et de stockage de liquides et matériel radio avec système à adresses multiples comprenant une tour non haubanée d'environ 44 mètres (m) de hauteur, situés à l'interconnexion avec Centra;
- système de commande et d'acquisition de données (SCADA) reliant les installations susmentionnées aux centres de commande;
- routes d'accès permanent, système de communication et alimentation électrique nécessaire au fonctionnement des vannes de canalisation principale et autres installations pipelinières;
- aires de travail temporaires pour la construction, aires de pose du matériel et routes d'accès temporaires.

Le demandeur et les intervenants ont déposé une preuve considérable concernant la conception, la construction, l'exploitation et la sécurité du pipeline proposé. Le présent chapitre traite des principales questions soulevées à ces sujets durant l'instance GH-4-2001.

Figure 2-1
Pipeline GSX Canada

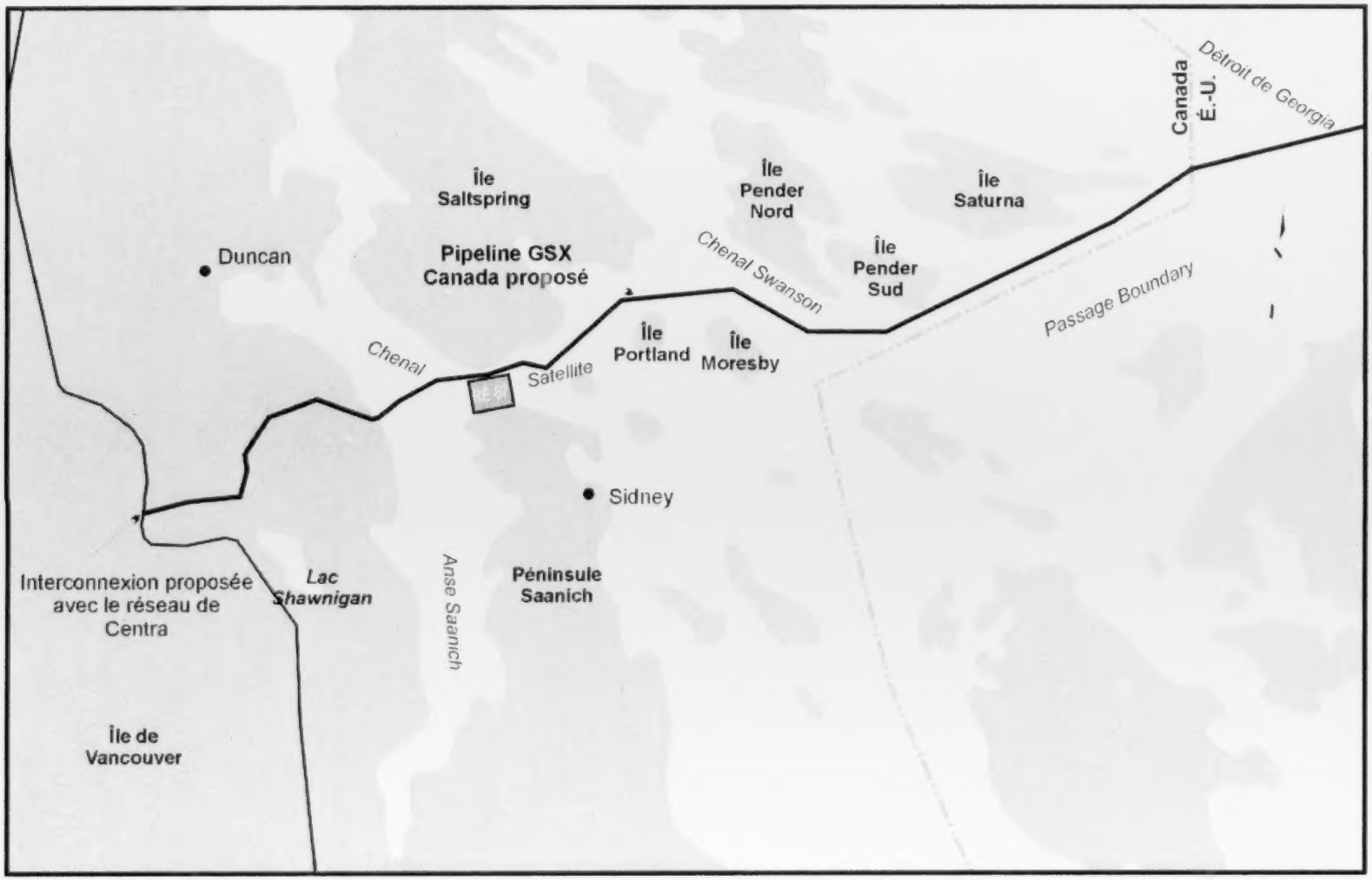


Figure 2-1
Pipeline GSX Canada

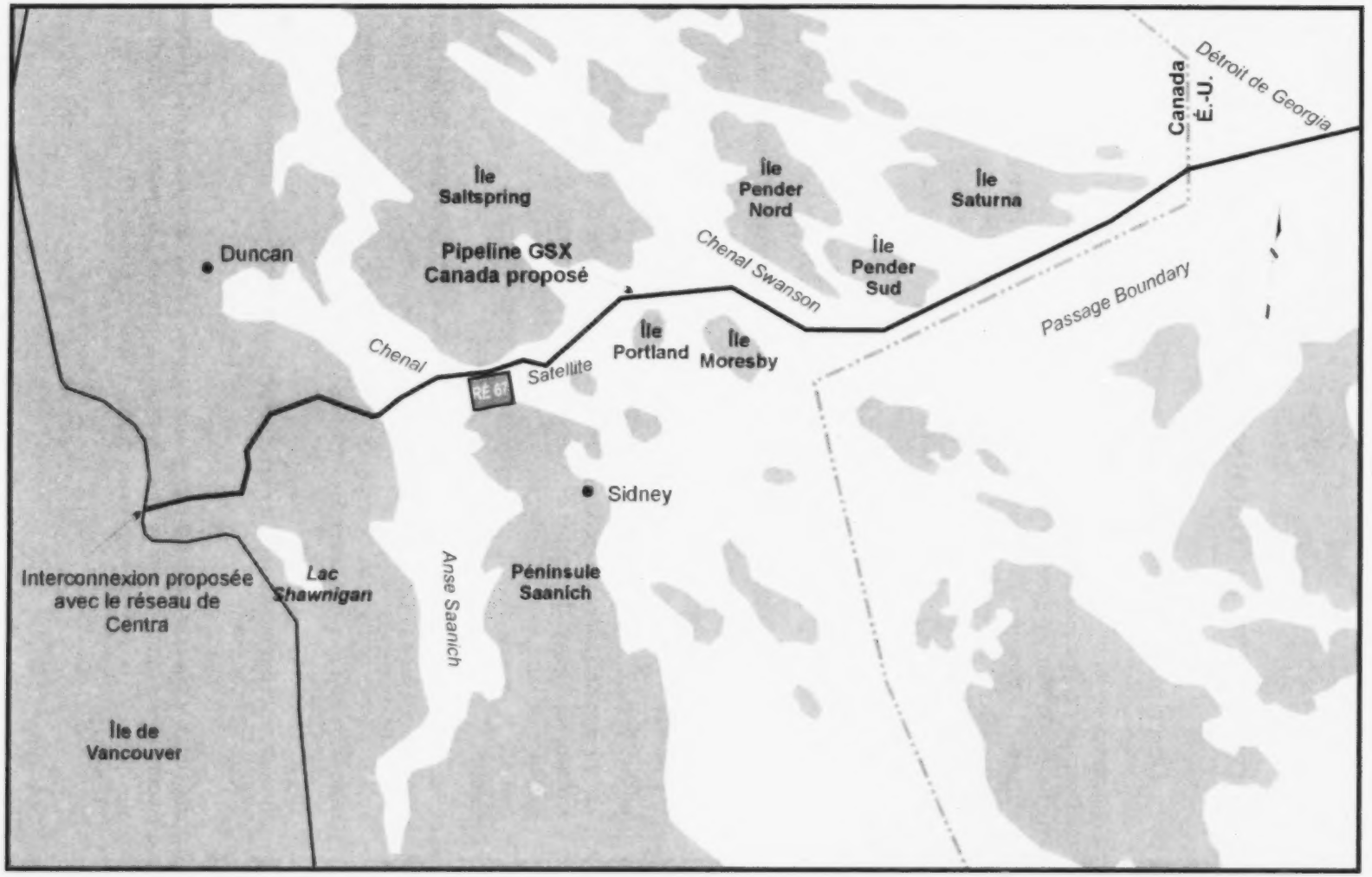


Tableau 2 - 1
Coûts estimatifs du projet
(en millions de dollars CAN)

Description	Matériel	Mise en place	Terrains	Ingénierie	Total
Tronçon terrestre	6,8	14,8	3,1	9,2	33,9
Tronçon marin	13,3	50,8	3,0	27,0	94,1
Frais généraux					4,3
PFUDC[3]					7,0
Total					139,3

2.1.1 Tronçon marin

Le tronçon marin du pipeline proposé est constitué d'environ 44 km de canalisations en acier de 406,4 mm de diamètre extérieur, sans vannes, piquages ou autres accessoires. Il débuterait à la frontière canado-américaine, dans le passage Boundary, à mi-chemin entre l'extrémité est de l'île Saturna (C.-B.) et l'extrémité ouest de l'île Patos, dans l'État de Washington. De là, il se dirigerait vers le sud-ouest en passant par le passage Boundary, au nord des îles Moresby et Portland, puis emprunterait le chenal Satellite jusqu'au point d'arrivée à terre, situé 0,7 km au nord-ouest de Hatch Point, à Manley Creek, sur l'île de Vancouver.

La mise en place du pipeline marin se ferait à partir d'une barge en utilisant la technique de pose en S; suivant cette technique, la conduite soudée décrit la forme d'un « S » à la sortie de la barge. et cale d'une manière contrôlée jusqu'au fond de la mer.

2.1.2 Tronçon de franchissement du littoral

Le point d'arrivée à terre serait situé à Manley Creek, près de Hatch Point, sur l'île de Vancouver. GSX PL propose de réaliser le franchissement du littoral par le procédé de forage dirigé horizontal (FDH) (désigné forage horizontal dirigé, ou FHD, dans le Rapport de la CEC). Elle a indiqué qu'elle préférait ce procédé à l'excavation d'une tranchée, car il aurait une incidence minime sur le milieu côtier.

Le FDH débuterait dans une zone sèche, à environ 230 m côté terre à partir du rivage, et le point de sortie serait situé à environ 430 m côté mer à partir du rivage, dans environ 21 m d'eau. La trajectoire totale du FDH aurait environ 660 m de longueur. La profondeur d'enfouissement de la conduite serait d'au moins 15 m près du littoral et aux environs de la microfalaise côtière. Se

3 Provision pour fonds utilisés durant la construction

reporter aux sections 2.7 - Forage dirigé horizontal des Motifs de décision, et 4.2 - Effets sur la zone d'arrivée à terre et sur le milieu marin proche du littoral, du Rapport de la CEC.

2.1.3 Tronçon terrestre

Le tronçon terrestre du pipeline proposé serait constitué d'environ 16 km de canalisations en acier de 406,4 mm de diamètre extérieur, ainsi que des vannes et autres dispositifs énumérés à la section 2.1 des Motifs de décision. Il débuterait approximativement 0,7 km au nord-ouest de Hatch Point, sur l'île de Vancouver. De là, il se dirigerait généralement vers le sud-ouest sur environ 16 km jusqu'à l'interconnexion avec le réseau de Centra à un point situé approximativement 1 km à l'ouest du bras occidental du lac Shawnigan, au sud de Duncan (C.-B.).

L'interconnexion avec Centra est le seul point d'interconnexion du pipeline proposé au Canada. Une installation projetée à l'interconnexion Centra, qui ne fait pas partie de la demande de GSX PL, comprendrait un compteur pour le transfert de propriété, un régulateur de pression en aval, un régulateur de débit primaire, et des dispositifs de chauffage, de séparation, de filtration et de chromatographie. Centra se chargerait de l'odorisation du flux de gaz qui pénètre dans son réseau.

2.2 Conception du pipeline

2.2.1 Codes et normes

Voici les principaux codes, normes et règlements que GSX PL a incorporés dans la conception du pipeline proposé :

- *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT-99);
- Norme CSA W178.1 (Association canadienne de normalisation), Qualification des organismes d'inspection en soudage;
- Norme CSA W178.2, Qualification des inspecteurs en soudage;
- Norme CSA Z245.1-98, Tubes en acier pour canalisations;
- Norme CSA Z245.11-96, Raccords en acier;
- Norme CSA Z245.12-96, Brides en acier;
- Norme CSA Z245.15-96, Robinetterie en acier;
- Norme CSA Z245.20-98, Enduit extérieur en époxyde thermofusible pour tuyaux en acier;
- Norme CSA Z245.21-98, Enduit extérieur en polyéthylène pour tuyaux en acier;
- Norme CSA Z662-99, Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz;
- Recommended Practice 1111 de l'American Petroleum Institute (API), *Design, Construction, Operation and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines* (conception, construction, exploitation et entretien de pipelines d'hydrocarbures en mer);

- Norme 1104 de l'API, *Welding of Pipelines and Related Facilities* (soudage des pipelines et installations s'y rattachant);
- Spécification 5L de l'API, *Specification for Line Pipe* (tubes pour canalisations);
- Norme B31.8 de l'American Society of Mechanical Engineers (ASME), *Gas Transmission and Distribution Piping Systems* (réseaux de tuyauteries de transport et de distribution de gaz);
- American Society for the Testing of Materials (ASTM) 370 - *Charpy V-Notch Test Requirements* (exigences de l'essai de résilience Charpy V);
- Norme ASTM E436, *Drop Weight Tear Test Requirements* (exigences de l'essai d'arrachement par chute de poids);
- Norme pour installations en mer du Det Norske Veritas OS-F101, *Submarine Pipeline Systems* (réseaux de canalisations sous-marins);
- Norme CSA C22.1-98, Code canadien de l'électricité, partie 1.

GSX PL a souligné que le tronçon marin du pipeline proposé serait conçu en fonction des exigences des normes et codes pertinents en vigueur au Canada et aux É.-U.. Les principaux codes de conception utilisés pour le tronçon marin sont le code API 1111, pour la conception du réseau, et le code API 5L, pour les tubes de canalisation. GSX PL a également indiqué que la conception, la construction et l'exploitation des parties marine et terrestre du pipeline proposé respecteraient en tout temps les exigences du RPT-999 et de la norme CSA Z662, ou les dépasseraient. La norme CSA Z662 incorpore par renvoi une série de normes et de pratiques de l'industrie ayant trait aux matériaux, aux éléments de pipelines et à la construction. GSX PL a ajouté qu'elle se conformerait au besoin à d'autres codes et règlements, fédéraux, provinciaux et municipaux. En cas de conflit entre les exigences des principaux codes ou normes, GSX PL s'est engagée à appliquer le code le plus exigeant pour établir les critères minimums du projet.

2.2.2 Matériaux et tubes de canalisation

GSX PL a déclaré qu'elle achèterait les tubes de canalisation uniquement auprès de fabricants dont elle a évalué les installations et les procédures, et qu'elle a jugés acceptables. Pour être des fournisseurs agréés de GSX PL, ces fabricants seraient tenus d'avoir en place un système, des manuels et des procédures d'assurance de la qualité. Des représentants de GSX PL surveilleraient les opérations de façonnage, de soudage, de mise à l'essai, d'inspection, de revêtement et d'expédition des tubes de canalisation durant leur production. La réception définitive d'un tube de canalisation dépendrait de la validation des principales activités de fabrication, dont l'essai en laboratoire, l'inspection non destructive et l'essai sous pression, ainsi que des résultats de l'examen des programmes et registres de contrôle de la qualité du fabricant.

Tronçon marin

GSX PL a indiqué qu'un des trois procédés suivants serait utilisé pour la fabrication des tubes de canalisation du tronçon marin : le soudage à l'arc sous double flux en poudre d'un joint longitudinal (DSAW), le procédé de soudage par résistance électrique et par induction haute fréquence (HFI-ERW) ou le procédé du tube sans soudure (SMLS). L'acier utilisé serait du type faiblement allié et à basse teneur en carbone, et les méthodes de laminage contrôlé employées

pour la fabrication permettraient de donner au produit des propriétés supérieures en matière de résistance mécanique, de ductilité, de soudabilité et de ténacité. La canalisation marine aurait un diamètre extérieur de 406,4 mm et une épaisseur de paroi minimum de 16,7 mm, et elle serait conçue pour résister à une pression de 414 MPa. La surface externe serait revêtue d'une couche d'époxyde thermofusible (ÉTF), recouverte d'une seconde couche d'ÉTF à gros grains. Cette dernière permettrait une meilleure adhérence avec le revêtement de béton qui serait ajouté pour fournir au pipeline une protection externe et obtenir une meilleure régulation de la flottabilité. Des anodes en alliage d'aluminium, en forme d'anneaux, seraient fixées au pipeline, à intervalles réguliers, pour servir de dispositifs anticorrosion.

Pendant que l'audience était en cours, GSX PL a ajouté le procédé HFI-ERW aux méthodes de fabrication possibles des tubes de canalisation. Elle a soutenu que l'utilisation de tubes fabriqués par HFI-ERW est appropriée dans le cas d'applications sous fortes contraintes, à condition de prendre toutes les précautions voulues au moment de déterminer les spécifications pour le matériau et les tubes, ainsi qu'au cours de la fabrication de l'acier et des tubes. Elle a indiqué aussi que des programmes de contrôle de la qualité seraient exécutés à l'étape de la fabrication des tubes.

En ce qui concerne la réaction du tube dans des conditions sismiques dangereuses, GSX PL a présenté un rapport d'analyse de la conception sismique (Seismic Design Analysis report), préparé par Technip Offshore Engineering Inc. (Voir la section 2.4 - Critères sismiques, des Motifs de décision.) Selon les résultats présentés par C. Langner (Ph.D.) à l'article 2 de l'annexe D du rapport susmentionné, les déformations de flexion[4] subies par le tronçon marin du pipeline proposé, en présence des charges sismiques estimées, seraient du même ordre de grandeur que celles qui sont couramment imposées aux pipelines sous-marins lors de leur pose par dévidoir. Les résultats indiquent aussi que les soudures en bout des tubes fabriqués par HFI-ERW pourraient subir une fissuration si elles sont soumises à de très fortes contraintes. M. Langner recommandait fortement d'exécuter des essais de flexion à grande échelle sur des échantillons réels de tubes soudés afin de déterminer si la fissuration des soudures représente ou non un problème dans le cas des tubes fabriqués par HFI-ERW. On indique aussi dans le rapport que les essais doivent simuler le plus possible des conditions de terrain, en appliquant des contraintes de flexion égales ou supérieures à celles subies dans les conditions les plus défavorables, et qu'il ne doit pas se produire une fuite ou une rupture du tube de quelque nature, lorsque ce dernier subit, sous l'effet d'une charge monotone[5], des déformations de flexion pouvant atteindre 5 %.

De plus, GSX PL a demandé à D.G. Honneger Consulting d'examiner la méthode utilisée pour réaliser la conception sismique. Le document soumis par M. Honneger (Ph.D.) contenait des recommandations portant sur les conclusions du rapport d'analyse de la conception sismique et sur les spécifications de soudage et de contrôle de la qualité. L'examen indiquait que les procédés de soudage et les spécifications relatives à l'inspection des soudures devraient assurer un certain surclassement *(overmatching)* de la soudure obtenue[6]. De plus, afin d'assurer une

---

4 La déformation correspond à une augmentation ou une diminution d'une dimension donnée d'un matériau, le changement étant exprimé en pourcentage de la dimension initiale.

5 Se dit d'une charge appliquée de manière continue, sans aucune inversion du sens d'application.

6 Le surclassement *(overmatching)* d'une soudure consiste à utiliser une méthode déterminée permettant d'obtenir une soudure plus résistante que le métal de base des éléments qu'elle sert à assembler.

capacité de résistance à la déformation adéquate, certaines mesures devraient être adoptées, telles que la détermination de critères d'acceptabilité des soudures propres au projet et de méthodes d'essai de sélection, et l'exécution d'essais de validation.

En réponse aux demandes de renseignements (DR) de la Commission, GSX PL a fourni des exemples de cas où des tubes fabriqués par HFI-ERW ont servi à construire des pipelines terrestres et marins. Toutefois, elle n'a pas précisé si les pipelines cités en exemple avaient été expressément conçus pour résister à de très fortes contraintes, dans des conditions semblables à celles qui peuvent se produire dans les zones de grande activité sismique situées le long du tracé du pipeline proposé. GSX PL a indiqué qu'elle prévoit exécuter certains essais avant de commencer les travaux de construction, dont des essais de flexion à grande échelle réalisés sur des sections de canalisation et des soudures, afin de démontrer la pertinence du choix de tubes fabriqués par HFI-ERW et des spécifications propres aux conditions de fortes contraintes. Si les résultats des essais démontrent que les tubes et les soudures mis à l'épreuve ou les spécifications déterminées ne répondent pas aux objectifs de performance visés, GSX PL assumera tout risque financier en résultant.

Tronçon terrestre

Le tronçon terrestre du pipeline proposé traversera des zones qui sont en grande partie de nature agricole et forestière, mais qui pourraient éventuellement faire l'objet d'un développement commercial et résidentiel. Par conséquent, GSX PL a indiqué que le tronçon terrestre du pipeline proposé serait conçu, fabriqué et mis à l'essai conformément aux exigences de la classe d'emplacement 3 de la norme CSA Z662[7]. Le pipeline terrestre aurait un diamètre extérieur de 406,4 mm et une épaisseur de paroi minimum de 14,3 mm, et il pourrait résister à une pression de 483 MPa.

GSX PL a indiqué que, pour établir une approche appropriée de l'élaboration de critères de conception assurant la protection contre la rupture des tubes de canalisation, elle avait tenu compte des questions fondamentales suivantes :

- amorçage de la rupture à partir d'une fissure dans toute l'épaisseur de la paroi;
- amorçage de la rupture à partir de défauts dus à des dommages mécaniques;
- mesures de prévention de la propagation de la rupture fragile;
- mesures de réduction de la longueur maximum des ruptures ductiles possibles.

En plus de la vanne de sectionnement de la canalisation principale située à l'interconnexion avec Centra, il y aurait une vanne de sectionnement située du côté terre du franchissement du littoral, et une seconde située environ à mi-chemin entre la côte et l'interconnexion avec Centra, ce qui est conforme aux exigences concernant l'espacement des vannes pour une classe

---

7 Conformément à la norme CSA Z662, la catégorie d'une classe d'emplacement donnée est déterminée en fonction des bâtiments, logements, lieux de rassemblement public et installations industrielles se trouvant dans les aires d'évaluation de ladite classe d'emplacement. Les aires d'évaluation sont des régions de 1,6 km de long qui s'étendent sur 200 m de part et d'autre de l'axe de la canalisation. Les aires d'évaluation qui contiennent au moins 46 logements sont considérées comme des classes d'emplacement 3, pour les besoins de détermination de divers autres facteurs de conception. En outre, la norme CSA Z662 prévoit que l'on doit envisager de désigner comme classe d'emplacement 3 toute aire d'évaluation de classes d'emplacement qui contient des établissements présentant des difficultés d'évacuation d'urgence, tels que les hôpitaux et les maisons de soins.

d'emplacement 3. Les vannes de sectionnement seraient des vannes de canalisation intégrées de 406,4 mm de diamètre ayant une pression d'exploitation nominale de 15 305 kPa (2 220 lb/po^2). Ce type de vanne permet le passage des pistons racleurs et des dispositifs d'inspection semblables. GSX PL installerait sa propre vanne de réglage en amont de l'interconnexion avec Centra.

Les raccords employés dans la canalisation principale peuvent comprendre des tés, des coudes, des raccords de réduction, des vannes et des brides. Les matériaux utilisés pour la portion terrestre du pipeline proposé doivent posséder la ténacité, la ductilité et la soudabilité nécessaires pour être utilisés aux températures nominales minimums d'exploitation (soit -5 °C pour les canalisations enfouies et -45 °C pour celles situées en surface). Il faudrait aussi prévoir exécuter des contrôles dimensionnels particuliers et des essais non destructifs.

Opinion de la Commission

La Commission constate que la conception et la construction des tronçons marin et terrestre du pipeline proposé respecteraient les exigences de la norme CSA Z662 et du RPT-99. Toutefois, la norme et le Règlement ne traitent pas expressément des exigences en matière de critères sismiques, de conception sismique ou de conception géotechnique. La Commission a abordé ces questions dans les sections 2.4 - Critères sismiques, et 2.5 - Questions géotechniques, des Motifs de décision.

La Commission constate que le tronçon marin du pipeline proposé pourrait être soumis à de fortes contraintes et, pour l'instant, elle fait des réserves au sujet de l'utilisation possible de tubes fabriqués par HFI-ERW. La preuve déposée par GSX PL ne fournissait pas d'exemples de cas où des tubes fabriqués par HFI-ERW ont été utilisés dans des conditions de fortes contraintes, ni ne démontrait de façon adéquate que des tubes fabriqués par HFI-ERW, suivant les spécifications de Williams, se comporteraient convenablement dans des conditions de fortes contraintes. Par conséquent, la Commission considère que si GSX PL décidait d'employer des tubes fabriqués par HFI-ERW pour le tronçon marin du pipeline proposé, il lui faudrait effectuer des essais additionnels avant de commencer les travaux de construction. Les essais en question devraient être conformes aux recommandations de l'annexe D du rapport d'analyse de la conception sismique que Technip Offshore Engineering Inc. a préparé pour GSX PL, ainsi qu'aux conclusions de l'examen de la méthode de conception sismique réalisé par D.G. Honneger Consulting, et aux engagements de GSX PL à ce chapitre.

En outre, la Commission estime que, si GSX PL opte pour des tubes fabriqués par HFI-ERW, leur utilisation devra être évaluée et vérifiée par un organisme indépendant, dans des conditions et sous des charges et des contraintes caractéristiques de celles auxquelles les tubes seraient soumis. Par conséquent, la Commission exigera, à titre de condition du certificat, que l'énoncé des travaux concernant la vérification du tronçon marin du

pipeline proposé prévoie des dispositions particulières au sujet de l'évaluation des spécifications et de la qualité des tubes fabriqués par HFI-ERW, et des essais auxquels ils sont soumis, et exige que l'on confirme si les tubes fabriqués par HFI-ERW conviennent à l'usage auquel ils sont destinés. (Voir la section 2.10 - Processus de vérification par un tiers du pipeline marin, ainsi que la condition 4 à l'annexe III des Motifs de décision.)

2.3 Évaluation des risques

GSX PL a déclaré que c'est principalement aux étapes de la conception, de la construction et de la mise à l'essai d'un pipeline que les risques sont cernés, évalués et réduits par l'adoption des mesures d'atténuation appropriées, et que le projet, en respectant ou en excédant toutes les exigences en matière de sécurité pipelinière prescrites par la réglementation gouvernementale et les normes en vigueur dans l'industrie, satisferait à des « critères de risques acceptables », ou les excéderait. GSX PL a affirmé que les risques acceptables, en l'occurrence, sont définis par les processus sociétaux qui ont engendré les règlements dont elle s'est servie, et se servirait, dans la conception et l'exploitation du pipeline proposé.

GSX PL a déclaré que l'évaluation des risques a pour but de cerner les mesures d'atténuation qui pourraient éventuellement être mises en oeuvre pour réduire le risque, dans un tronçon donné du pipeline, qui est jugé relativement élevé par rapport au reste du pipeline. GSX PL a indiqué qu'elle avait déterminé s'il y avait lieu d'adopter des mesures d'atténuation à partir d'une analyse des risques, conjuguée à l'application de critères de rentabilité et à l'exercice d'un jugement professionnel.

Le 30 janvier 2003, GSX PL a présenté un rapport d'évaluation des risques relatifs à l'égard des tronçons marin et terrestre du pipeline proposé et a déclaré que l'évaluation était conforme aux lignes de conduite prescrites dans le RPT-99 et la norme CSA Z662. Le rapport contenait une description des dangers et de leurs conséquences, une analyse de la fréquence et des conséquences, une estimation du risque ainsi qu'une évaluation comparative du risque suivant laquelle chaque segment de 305 m (1 000 pieds) du pipeline proposé est coté par rapport à tous les autres segments de 305 m.

GSX PL a indiqué qu'elle a examiné 40 dangers associés au tronçon marin, qui s'inscrivaient pour la plupart dans les catégories des mouvements de sol et des dommages par des tiers. Elle a déclaré, de plus, qu'elle a défini cinq variables de conséquences pour le pipeline marin, dont la majorité se rapportaient à des conséquences environnementales. L'évaluation des risques a révélé que la profondeur proposée du pipeline marin entraînait peu de variation du risque. GSX PL a soutenu qu'il n'y avait pas lieu de prendre des mesures d'atténuation supplémentaires, car le risque associé aux segments présentant le risque relatif le plus élevé était jugé acceptable.

GSX PL a défini une zone de 500 m de chaque côté du tronçon terrestre du pipeline proposé pour délimiter la zone qui serait susceptible d'être touchée par une défaillance du pipeline. La zone d'incidence de 500 m comprenait la Evergreen Independent School et le Skeleem Recovery Centre de la Cedar Lodge Society (Skeleem Recovery Centre) situé tout près. Certains intervenants, dont la GSX Concerned Citizens' Coalition (GSXCCC), s'inquiétaient de la

proximité du pipeline proposé de la Evergreen Independent School et de l'effet du rayonnement thermique que causeraient une rupture du pipeline et l'inflammation subséquente du gaz naturel. Au cours de l'audience, GSX PL a déposé un rapport intitulé *Quantitative Risk Calculations for GSX Pipeline* qui contenait des estimations des risques et qu'elle comptait utiliser pour la planification des mesures d'urgence.

GSX PL a indiqué que la conception du tronçon terrestre du pipeline proposé, qui est conforme à la désignation de classe d'emplacement 3[8], répond aux normes applicables pour un pipeline qui côtoie des établissements tels que le Skeleem Recovery Centre et le Evergreen Independent School. GSX PL a fait valoir que les résultats de l'évaluation des risques étaient raisonnables et qu'ils s'inscrivaient dans les plages de risques attendus comparativement à d'autres pipelines, et qu'il n'y avait donc pas lieu d'appliquer d'autres mesures d'atténuation des risques.

Opinion de la Commission

La Commission est d'avis que GSX PL a adopté une démarche acceptable pour cerner et évaluer les dangers associés aux tronçons marin et terrestre du pipeline proposé. La Commission note que le tronçon terrestre du pipeline proposé a été conçu en fonction des exigences d'une classe d'emplacement 3, lesquelles satisfont ou excèdent les exigences prescrites par la norme CSA Z662 à l'égard des types d'aménagements prévus le long du tracé du pipeline, y compris des écoles et des établissements qui peuvent présenter des difficultés d'évacuation en cas d'urgence.

2.4 Critères sismiques

GSX PL a présenté un certain nombre de rapports sismiques et géotechniques au cours de l'instance GH-4-2001, dont un rapport géotechnique sommaire préparé par le cabinet Jacques Whitford Associates (JWA). Le rapport indique que le tracé du pipeline traverse une région tectoniquement complexe, qui présente un niveau élevé d'activité sismique. Il indique aussi que la région est soumise à des séismes crustaux et subcrustaux, ainsi qu'à des séismes géants de subduction (mégacharriages) associés aux zones d'interaction entre les plaques tectoniques du Pacifique, de l'Amérique du Nord et de Juan de Fuca.

Des séismes crustaux se produisent à des profondeurs de 10 à 25 km sous le détroit de Georgia sud et comptent pour environ 90 % des secousses sismiques de faible intensité ressenties dans la région de Vancouver. Les séismes subcrustaux prennent origine dans la plaque subduite de Juan de Fuca et sont généralement de plus forte intensité que les séismes crustaux. Des séismes subcrustaux se produisent au large de la côte ouest de l'île de Vancouver et à l'intérieur d'une bande qui court sous le détroit de Georgia et le bras Puget Sound, à des profondeurs de 45 à 65 km. Les séismes géants de subduction sont rares mais ils peuvent être de très grande amplitude. La limite est de la zone susceptible d'être soumise à des mouvements tectoniques de grande profondeur, du genre qui causerait un séisme de subduction, coïncide avec la côte ouest de l'île de Vancouver.

---

8 Voir la note 7 au bas de la page 11.

Le rapport géotechnique sommaire de GSX PL indique que le pipeline proposé serait conçu de manière à résister à des charges géotechniques, telles que les effets de mouvements de pentes, de failles et de la liquéfaction du sol provoquée par un séisme[9]. Pour ce qui concerne le tronçon terrestre du pipeline proposé, le rapport précise qu'il n'y a aucune trace connue de faille dans la zone d'implantation, qu'un mouvement du sol dû à un déport de faille est peu probable et que, par conséquent, la conception du pipeline serait réalisée en fonction d'une accélération maximale du sol induite par un séisme. Pour le tronçon marin du pipeline proposé, le rapport géotechnique sommaire indique que des failles locales ont été repérées lors de relevés sismiques et que, dans certains cas, il semblerait que le fond marin ait subi des dislocations de plusieurs mètres. Un grand nombre des traits tectoniques relevés correspondent à des projections de failles connues situées au large de la côte, telles que la faille de San Juan et la faille des îles Gulf. La plupart des quelque 22 failles potentiellement actives qui ont été relevées se trouvent dans les îles Gulf, au sud des îles Pender Nord et Sud et de l'île Saturna, entre les BK 16,8 et 44. L'érosion du fond marin est considérable, surtout dans les deux tiers du tracé situés le plus à l'est, et a masqué l'ampleur des dislocations attribuables à des failles.

Ni le RPT-99, ni la Loi sur l'ONÉ, ni la norme CSA Z662 ne précisent les critères d'évaluation sismiques à utiliser pour la conception de pipelines marins. GSX PL a d'abord établi ses paramètres de calcul sismiques en fonction des mouvements du sol provoqués par un séisme ayant une probabilité de dépassement de 10 % en 50 ans[10], soit le critère prescrit dans l'édition de 1995 du Code national du bâtiment du Canada (CNBC). Ceci correspond approximativement aux mouvements du sol causés par un tremblement de terre susceptible de se produire une fois en 475 ans.

GSX PL a souligné qu'elle avait adopté comme objectif de performance le maintien de la capacité de confinement de la pression et de l'exploitabilité normale du pipeline dans des conditions de marche caractérisées par des mouvements du sol ayant une probabilité de dépassement de 10 % en 50 ans. GSX PL a déclaré qu'elle était tout à fait confiante d'atteindre cet objectif si un événement sismique de cette nature devait survenir, précisant que les tronçons marin et terrestre du pipeline seraient fermés pour inspection pendant une courte période, et que l'exploitation reprendrait par la suite.

La Commission a demandé à GSX PL si la conception envisagée répondrait aux exigences prévues de la nouvelle édition du CNBC[11], dans laquelle les paramètres de calcul seraient fondés

---

9 La liquéfaction du sol est un phénomène où la force et la rigidité du sol sont considérablement réduites sous l'effet de vibrations causées par des charges cycliques, comme celles que peuvent produire des secousses sismiques, l'usage d'explosifs ou l'enfoncement de pieux. Des sols sablonneux lâches et saturés en eau présentent le plus grand risque de liquéfaction. Lorsque ces sols sont assujettis à des charges cycliques, le contact entre les grains du sol peut être détruit et le sol se transforme en un fluide lourd ayant très peu de force. Les pipelines doivent être conçus de manière à résister aux contraintes imposées par des conditions causées par la liquéfaction du sol, telles que l'effondrement de talus, les mouvements massifs du sol, l'étalement ou le tassement du sol, la flottation du pipeline ou la perte de support, ou à éviter ces contraintes.

10 La probabilité de dépassement, dans le cas présent, est une probabilité de 10 % que l'intensité de calcul des mouvements du sol soit atteinte ou dépassée au cours d'une période de 50 ans.

11 La diffusion de la prochaine édition du CNBC est prévue pour 2005. Au Canada, la Commission géologique du Canada (CGC) s'occupe de l'évaluation des dangers sismiques régionaux pour les fins du CNBC. La CGC indique dans son site Web qu'elle a diffusé des cartes d'aléa sismique de quatrième génération au début de 2003, sous le dossier public 4459, afin que le public les examine. Les nouvelles cartes sont basées sur des mouvements du sol ayant une probabilité de dépassement de 2 % en 50 ans. Une fois mises au point et adoptées, les cartes d'aléa sismique de la CGC et les directives sur les charges sismiques constitueront la base des dispositions sismiques de l'édition 2005 du CNBC.

sur des mouvements du sol de plus grande ampleur associés à une probabilité de dépassement de 2 % en 50 ans. Un tel événement correspond, plus ou moins, à un séisme susceptible de se produire une fois en 2 475 ans. En réponse à cette question, GSX PL a affirmé qu'elle était confiante que la conception proposée assurerait le maintien de la capacité de confinement et de la pression dans le cas d'un séisme ayant une probabilité de dépassement de 2 % en 50 ans.

GSX PL a inclus un mégacharriage dans son analyse et a indiqué qu'un tel événement provoquerait probablement des mouvements du sol de plus faible intensité et des secousses de plus longue durée que ne le ferait un séisme superficiel local ou un séisme crustal. Selon toute vraisemblance, un mégacharriage produirait les conditions de marche les plus extrêmes pour ce qui est de l'instabilité du sol dans la zone en question.

GSX PL a indiqué que le pipeline proposé a été conçu pour résister à un déplacement de faille de 3 m, sur les plans vertical ou longitudinal, ou les deux plans à la fois.

GSX PL a évalué le potentiel d'occurrence d'un tsunami. Elle a relevé trois sources susceptibles de donner naissance à un tsunami dans les environs du projet, à savoir :

- un séisme de mégacharriage au large de la côte ouest de l'île de Vancouver;
- un glissement sous-marin massif de sédiments récents, déclenché par un tremblement de terre or par l'accroissement naturel de l'escarpement du talus du delta à l'embouchure du fleuve Fraser;
- une rupture de faille sous le pipeline.

Selon les modèles informatisés, un séisme de mégacharriage ne causerait qu'un faible déplacement d'eau dans le détroit de Georgia. Cependant, un glissement massif survenant dans le delta du Fraser provoquerait un gros tsunami qui frapperait le côté est des îles Gulf et descendrait le détroit de Georgia en direction sud-est. Cela aurait un impact minime sur la portion du pipeline située sur l'île de Vancouver, à cause de la protection offerte par les îles situées entre le détroit de Georgia et le tracé du pipeline proposé. Le point d'arrivée à terre de Cherry Point aux É.-U. pourrait être atteint par une grosse vague, qui causerait une érosion superficielle de la falaise. Une rupture de faille survenant sous le pipeline produirait une vague de 1 à 2 m, au plus.

GSX PL a indiqué que des canalisations situées en eaux profondes ne sont pas affectées par des vagues de surface comme les tsunamis. Les zones d'eaux peu profondes où se trouvent les points d'arrivée à terre au Canada et aux É.-U. sont les principaux endroits où un tsunami pourrait nuire au pipeline proposé. Celui-ci serait enfoui à une profondeur beaucoup plus grande que les profondeurs estimatives d'érosion ou de décapage aux deux points de franchissement du littoral. GSX PL en a conclu que l'incidence d'un éventuel tsunami sur le pipeline proposé serait négligeable compte tenu du tracé choisi.

Certains intervenants, dont Shadybrook Farm, ont demandé que le pipeline soit conçu en fonction des normes les plus exigeantes qui soient, pour en garantir la sûreté et la fiabilité dans une zone sismique très active. Des intervenants ont dit craindre qu'un bris du pipeline marin ne prive l'île de Vancouver d'un approvisionnement énergétique suffisant et fiable, et que cela ait des répercussions sur les résidents et les entreprises de l'île.

Opinion de la Commission

La Commission remarque que l'approche que GSX PL propose d'employer au chapitre de la conception sismique tient compte de quatre scénarios pour traiter des dangers associés à des événements sismiques. Des critères de calcul ont été définis pour chacun des scénarios suivants : un mégacharriage, un tsunami, un déplacement de faille et des mouvements de sol provoqués par un séisme ayant une probabilité de dépassement de 10 % en 50 ans.

La Commission juge que GSX PL a utilisé une approche acceptable pour le choix des critères relatifs aux scénarios de calcul du mégacharriage, du tsunami et du déplacement de faille. Cependant, elle est préoccupée par le choix de critères dans le cas du scénario représentant des mouvements de sol provoqués par un séisme et elle a examiné deux possibilités pour ces critères, soit un critère fondé sur une probabilité de dépassement de 10 % en 50 ans et un critère, plus prudent, basé sur une probabilité de dépassement de 2 % en 50 ans.

GSX PL a reconnu qu'elle avait conçu le pipeline proposé de manière à ce qu'il demeure exploitable à la suite d'un événement sismique ayant une probabilité de dépassement de 10 % en 50 ans, mais elle a présenté des déclarations d'experts indiquant qu'il est fort probable que le pipeline conserverait sa capacité de confinement de la pression dans le cas d'un événement sismique correspondant au critère plus prudent d'une probabilité de dépassement de 2 % en 50 ans. Cependant, la Commission remarque que les déclarations d'experts reposaient sur un jugement professionnel et que GSX PL n'a pas produit d'analyse technique pour démontrer que la conception actuelle répondrait à ce critère plus rigoureux.

La Commission prend bonne note des préoccupations que les intervenants ont exprimées au sujet de la sécurité publique et de la fiabilité de l'approvisionnement énergétique de l'île de Vancouver. Selon la Commission, il importe que des infrastructures essentielles, telles que le pipeline proposé, demeurent utilisables ou subissent des dommages minimes à la suite d'un événement sismique extrêmement rare, de sorte que le service soit rétabli rapidement.

Par conséquent, la Commission juge que la conception du pipeline devrait tenir compte d'un événement sismique ayant une probabilité de dépassement de 2 % en 50 ans afin d'assurer un plus haut niveau de sécurité publique et de fiabilité de l'approvisionnement énergétique. Ainsi, la Commission inclura une condition à cet égard dans le certificat. (Voir la condition 29 à l'annexe III des Motifs de décision.)

2.5 Questions géotechniques

GSX PL a déposé plusieurs levés et enquêtes géotechniques au cours de l'instance GH-4-2001. Ceux-ci comprenaient un relevé des géorisques et des évaluations géotechniques des portions marine et terrestre du tracé, afin de déterminer les paramètres de calcul géotechniques du pipeline proposé.

Les principaux géorisques relevés le long du tronçon terrestre ont trait à l'eau souterraine, à l'instabilité des pentes et aux secousses sismiques. L'instabilité des pentes, les contraintes imposées par la liquéfaction[12] du sol et l'effet de secousses sismiques comptent parmi les risques présents dans la zone de franchissement du littoral. Dans la partie marine, les principaux risques cernés sont l'érosion potentielle du fond marin, l'instabilité des pentes, les contraintes imposées par la liquéfaction du sol, et les mouvements du sol provoqués par des séismes.

À partir de ses enquêtes géotechniques préliminaires visant le pipeline terrestre, GSX PL a conclu que les méthodes classiques de construction et d'exploitation permettraient de surmonter les géorisques du type et de l'ampleur de ceux qui seraient présents. Avant l'audience orale, GSX PL n'avait pas la permission des propriétaires fonciers pour pénétrer sur la majeure partie du tracé terrestre afin d'y effectuer des enquêtes propres à chaque site, et elle s'est engagée à mener d'autres investigations géotechniques sur le terrain avant de mettre la dernière main à la conception du tronçon terrestre.

En réponse à une question de la Commission au sujet du besoin possible de faire examiner les rapports géotechniques de JWA par un expert indépendant, GSX PL a soutenu qu'une telle revue n'était pas justifiée. Elle a déclaré que, étant donné le degré de prudence incorporé dans la conception du pipeline proposé, il faudrait modifier considérablement les paramètres de calcul géotechniques pour que la conception soit changée.

En ce qui touche le potentiel de liquéfaction, la Commission a questionné GSX PL sur la méthodologie que JWA avait employée. GSX PL a confirmé que l'analyse du potentiel de liquéfaction avait été basée sur une méthode présentée dans un ouvrage inédit et elle a produit par la suite une autre analyse fondée sur une norme de pratique admise dans l'industrie, qui était récemment parue dans une revue de l'American Society of Civil Engineers (ASCE)[13]. GSX PL a également présenté à l'audience des analyses révisées de deux sites d'essai de pénétration au pénétromètre à cône modifié. Ces nouvelles données ont entraîné d'importantes révisions à l'analyse des déclencheurs de liquéfaction qui avait été présentée dans les rapports de JWA pour le tronçon marin du pipeline proposé.

L'analyse révisée laissait entrevoir que la liquéfaction serait plus étendue, et atteindrait une plus grande profondeur, que ce qui avait été prévu antérieurement. L'analyse révisée comprenait aussi une revue des registres des relevés sismiques. L'interprétation des registres a révélé qu'un sol plus dense, ou du roc, qui limiterait la profondeur de la liquéfaction, serait présent à des

---

12 Voir la note 9 au bas de la page 15.

13 L'article publié par l'ASCI s'intitule : *Liquefaction Resistance of Soils: Summary Report from the 1996 NCEER and 1998 NCEER/NSF Workshops on Evaluation of Liquefaction Resistance of Soils.* Il a paru dans le *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering* - Octobre 2001- Volume 127, numéro 10, pages 817-833.

profondeurs de 15 m sous le lit de la mer à certains endroits, et à des profondeurs de 30 à 40 m à d'autres endroits.

À la lumière de ces constatations, GSX PL a haussé ses estimations du mouvement de glissement descendant du pipeline proposé, les faisant passer d'une fourchette de 5,6 à 6,5 m à une fourchette de 8,2 à 9,5 m. Elle a déclaré que les concepteurs de tubes ont évalué à un maximum de 19 m l'effet de mouvements de glissement descendants, soit le double du mouvement descendant maximal révisé. GSX PL a souligné que les concepteurs ont déterminé que, pour diverses longueurs de tubes, les déformations subies par le tube restaient en deçà de la limite de maintien en exploitation permise (déformation de 2 %) et bien en deçà des niveaux de maintien de la pression réputés être acceptables (déformation de 4 %).

Opinion de la Commission

La Commission juge convenable l'approche que GSX PL a adoptée pour cerner et évaluer les géorisques associés au tronçon terrestre du pipeline proposé. Elle souligne que tout changement à la conception, à l'emplacement ou à la construction du pipeline proposé qui pourrait être apporté à l'issue des enquêtes géotechniques propres aux sites que GSX PL s'est engagée à effectuer devrait recevoir l'approbation de l'ONÉ. (Voir la condition 1 à l'annexe III des Motifs de décision.)

En ce qui touche le tronçon marin du pipeline proposé, la Commission constate que GSX PL a réévalué la conception du pipeline en fonction d'un mouvement de glissement descendant de 19 m, soit le double de l'évaluation révisée (9,5 m) du mouvement de glissement descendant provoqué par une liquéfaction du sol. Suivant cette approche, qui incorpore un plus haut degré de prudence, GSX PL a trouvé que les déformations subies par le tube demeureraient en deçà des limites admissibles, dans les conditions sismiques de calcul et pour les longueurs de tubes envisagées.

La Commission trouve que l'approche de GSX PL paraît raisonnable, mais elle n'a pas eu la possibilité d'examiner la nouvelle évaluation parce que GSX PL n'a pas fourni un rapport révisé d'analyse de la conception sismique du pipeline. Ainsi, la Commission juge que l'énoncé des travaux relatif à la vérification du tronçon marin du pipeline proposé doit prévoir une évaluation de la conception du pipeline fondée sur un mouvement de glissement descendant révisé de 19 m pour toutes les longueurs de tubes applicables. (Voir la section 2.10, Processus de vérification par un tiers du pipeline marin, et la condition 4 à l'annexe III des Motifs de décision).

2.6 Système de gestion, programme d'assurance de la qualité et programme d'intégrité

2.6.1 Système de gestion de GSX PL

GSX PL a déclaré qu'elle veillerait à ce que les activités associées au pipeline respectent tous les devis du projet et toutes les exigences réglementaires. Cet objectif serait atteint grâce à la mise en oeuvre d'un système de gestion englobant le contrôle de la qualité, les responsabilités de la direction, la formation, le contrôle des procédés, la surveillance des entrepreneurs et des produits, la tenue de données et de documents, les inspections, la surveillance et l'application de mesures correctives et préventives.

GSX PL a indiqué que GSX Operating Company, LLC (GSX OC) a été engagée pour s'occuper des questions d'ingénierie, d'approvisionnement et de gestion associées à la construction du projet Georgia Strait Crossing et en assurer l'exploitation subséquente. GSX OC est une affiliée de Williams et a accès à toutes les politiques, procédures et normes de cette dernière, ainsi qu'à son savoir-faire et son appui continu. GSX PL a souligné que l'excellente feuille de route de Williams pour ce qui concerne la conception, l'approvisionnement, la construction et l'exploitation de gazoducs témoigne de l'efficacité de ses systèmes de gestion de la qualité et de vérification. Un programme de vérification interne serait exécuté pour garantir que la conception, la construction et l'exploitation du pipeline, ainsi que sa cessation d'exploitation, respectent en tous points les procédures et les normes en matière de sécurité et de protection de l'environnement.

En réponse à des questions de la Coalition maritime, GSX PL a indiqué qu'elle adopterait autant de politiques, de procédures et de normes de Williams que possible et qu'elle les adapterait en fonction des codes en vigueur au Canada, selon les besoins. GSX PL a fait allusion à son projet de système de gestion environnementale du pipeline GSX et aux nouveaux cadre de politique et système de gestion de Williams en matière de santé, de sécurité et de protection de l'environnement (SSPE) qui ont été présentés pendant la partie orale de l'audience. Le nouveau système, qui est en voie d'élaboration depuis 2001, doit être implanté en 2003, mais sa mise en oeuvre intégrale ne surviendra probablement pas avant 2007.

La Coalition maritime a exprimé l'avis que les connaissances de GSX PL au sujet des systèmes fondamentaux de gestion de la sécurité étaient douteuses. Elle a fait remarquer que les témoins de GSX PL avaient été incapables de décrire les éléments de base d'un système de gestion de la sécurité, et ne connaissaient pas les outils formels de gestion et d'évaluation de la sécurité. La Coalition maritime jugeait que GSX PL n'avait pas fourni des renseignements suffisants sur la façon dont elle orchestrerait et gérerait la sécurité et l'intégrité du pipeline tout long du projet. Elle a soutenu que GSX PL devrait préparer, et soumettre à l'approbation de l'ONÉ, des plans complets de gestion de la sécurité, de l'environnement et de la qualité, des systèmes de suivi des déviations du tracé et de contrôle des changements, des systèmes d'octroi de permis de travail et un plan de gestion de l'intégrité du pipeline couvrant l'ensemble du projet et toute la gamme des activités, allant de la conception à la cessation d'exploitation.

2.6.2 Programme d'assurance de la qualité

Suivant l'article 15 du RPT-99, un programme d'assurance de la qualité (AQ) doit être exécuté pour garantir le respect des spécifications techniques des tubes et des éléments. GSX PL a déclaré qu'elle exécuterait un système de gestion de la qualité (SGQ), y compris un programme d'AQ, pour s'assurer que toutes les activités afférentes au pipeline respectent les exigences réglementaires et les devis du projet. GSX PL a précisé que, dans le cas des tubes de canalisations et des principaux éléments du pipeline, elle s'approvisionnerait uniquement auprès de fabricants qu'elle aurait préqualifiés. Dans le cadre du SGQ, des représentants de GSX PL surveilleraient et inspecteraient différents aspects du procédé de fabrication, vérifieraient les programmes de contrôle et d'assurance de la qualité du fabricant et examineraient la documentation définitive, avant la réception, pour s'assurer que les exigences spécifiées ont été respectées.

2.6.3 Programme de gestion de l'intégrité du pipeline

GSX PL a indiqué qu'elle allait concevoir un programme de gestion de l'intégrité du pipeline à partir des résultats de l'évaluation des risques qu'elle avait menée. Comme l'exige l'article 40 du RPT-99, ce programme viserait à relever, surveiller et atténuer tous les dangers pertinents auxquels le pipeline proposé serait exposé. Le programme utiliserait une méthode fondée sur le risque pour déterminer la nature et la fréquence des inspections internes à effectuer afin de contrôler les menaces pour l'intégrité du pipeline, y compris la corrosion externe et interne.

Opinion de la Commission

La Commission constate que GSX PL compterait sur Williams pour la conception, l'approvisionnement, la construction et l'exploitation du pipeline proposé. Williams est une société bien établie qui a fait la preuve que ses systèmes de gestion sont conformes aux principes généraux de gestion établis. La Commission remarque aussi que Williams a repéré dans ses systèmes actuels des aspects qui sont susceptibles d'être améliorés et qu'elle a entrepris de mettre en oeuvre les changements voulus par le truchement de son nouveau cadre de politique et nouveau système de gestion en matière de santé, de sécurité et de protection de l'environnement.

En ce qui concerne le tronçon terrestre du pipeline proposé, la Commission juge que le bilan de sécurité de Williams, les systèmes de gestion que cette dernière propose et les programmes de vérification de la conformité exécutés par l'ONÉ seront suffisants pour garantir que les étapes de la conception et de la construction soient gérées convenablement.

Avant le début de la construction du tronçon marin du pipeline proposé, les systèmes de gestion de GSX PL seront assujettis à une vérification rigoureuse par un tiers indépendant. (Voir la section 2.10 - Processus de vérification par un tiers du pipeline marin, et la condition 4 à l'annexe III

des Motifs de décision.) La Commission est d'avis que les systèmes de gestion proposés, étoffés grâce au processus de vérification par un tiers, suffiront pour garantir une gestion convenable des étapes de la conception et de la construction du tronçon marin du pipeline proposé.

Pour ce qui est de la requête de la Coalition maritime voulant que le demandeur soumette à l'approbation de l'ONÉ des plans de gestion de la sécurité et de gestion environnementale, ainsi que d'autres plans et systèmes, la Commission souligne que l'ONÉ n'a pas pour pratique habituelle d'exiger le dépôt de telles informations aux fins d'approbation. La Commission souligne que GSX PL serait assujettie aux dispositions du RPT-99 qui prescrivent les exigences et les obligations qu'une société doit respecter avant d'entreprendre des travaux de construction ou de mettre une installation en service. Les articles 53, 54 et 55 du RPT-99 exigent qu'une société mène des vérifications et des inspections à l'égard de ses programmes et systèmes pour garantir que le pipeline soit conçu, construit et exploité en toute sécurité, et en conformité avec les conditions imposées et exigences réglementaires. Pour sa part, l'ONÉ soumet couramment les projets pipeliniers à des vérifications et des inspections pour établir s'ils sont conformes aux règlements. Ces activités de réglementation se poursuivent pendant tout le cycle de vie du projet.

Dans le cadre de son processus de vérification et d'inspection, l'ONÉ examine une documentation exhaustive, y compris les documents et les renseignements mentionnés par la Coalition maritime. Pour le projet à l'étude, les vérifications et inspections menées par l'ONÉ comprendraient des activités visant à examiner l'état du système de gestion de GSX PL, son rendement et l'efficacité de sa mise en oeuvre, y compris les progrès accomplis dans la mise en oeuvre du nouveau système de gestion SSPE de Williams, aux étapes de la préconstruction et de la construction. La Commission juge que les activités susmentionnées permettraient d'assurer la surveillance réglementaire requise en l'espèce et n'exigera donc pas le dépôt des programmes en question.

GSX PL doit aussi satisfaire aux exigences du RPT-99 et de l'ONÉ en ce qui concerne l'établissement d'un système de gestion convenable pour l'étape de l'exploitation. Pendant l'exploitation, l'ONÉ continue d'effectuer des vérifications périodiques pour évaluer l'efficacité des systèmes de gestion mis en place par la société et la conformité aux exigences du RPT-99. La Commission estime que les dispositions du RPT-99, conjuguées aux programmes de vérification de l'ONÉ, suffiront pour garantir que GSX PL dispose de systèmes de gestion convenables au cours de l'exploitation du projet.

La Commission souligne qu'il faut habituellement attendre la mise en service d'un pipeline pour arrêter les modalités précises du programme de gestion de l'intégrité. Elle trouve acceptables les propositions générales

que GSX PL a présentées au sujet de ses programmes d'assurance de la qualité et de gestion de l'intégrité du pipeline.

2.7 Forage dirigé horizontal

GSX PL a indiqué que le FDH du franchissement du littoral à Manley Creek serait réalisé en trois étapes, à savoir :

- forer un trou guide le long de la trajectoire de forage conçue;
- aléser le trou guide en plusieurs passes afin de l'élargir suffisamment pour permettre à la conduite de 406,4 mm de diamètre extérieur de passer;
- tirer le tronçon du gazoduc à travers le trou foré et alésé.

GSX PL a souligné que les contraintes exercées sur le pipeline lorsqu'il est tiré dépendraient de la longueur et de la courbure de la trajectoire de forage et de la mesure où les parois du forage résistent à l'affaissement. GSX PL a précisé que l'horizon du sol se prête bien à un forage dirigé et qu'elle ne s'attendait pas à ce que le trou s'affaisse après l'opération d'alésage. Selon ses prévisions, toutes les contraintes subies par le tronçon de conduite posé par FDH seraient bien inférieures aux limites de résistance admises. GSX PL a déclaré qu'en cas de dommages graves à la conduite, il faudrait seulement un jour pour extraire et remplacer le tronçon endommagé; cependant, si l'affaissement du trou foré l'obligeait à abandonner le franchissement initial, il faudrait jusqu'à deux mois pour forer un deuxième franchissement et installer la conduite.

Opinion de la Commission

La Commission juge que GSX PL a démontré que le plan de FDH était réalisable et approprié. Bien qu'un échec du FDH soit peu vraisemblable, la Commission assortira le certificat d'une condition exigeant que GSX PL établisse un plan de franchissement détaillé propre au site et le fasse approuver par l'ONÉ, avant de passer à la solution de rechange qui consiste à excaver une tranchée à ciel ouvert pour réaliser le franchissement du littoral. (Voir la condition 27 à l'annexe III des Motifs de décision.) Cette question est traitée plus à fond dans la section 4.2.2 - FHD partiel ou excavation d'une tranchée dans toute la zone de transition, du Rapport de la CEC.

2.8 Dynamitage

La section 5.1.4 - Effets du dynamitage sur les ressources en eau, du Rapport de la CEC examine l'incidence de l'usage d'explosifs sur la qualité des eaux souterraines. L'effet du dynamitage sur les structures est traité à la section 5.3 - Géomorphologie et sols, de ce même rapport.

GSX PL a indiqué que le fond rocheux se trouve à moins de 2 m de la surface du sol sur environ 15 % du tracé terrestre et que, pour assurer une profondeur d'enfouissement suffisante à ces endroits, il faudrait fendre et, dans certains cas, dynamiter le fond rocheux.

GSX PL a affirmé que le dynamitage pourrait faire voler des éclats de roche. Elle a souligné également qu'à défaut d'un matelassage adéquat de la conduite, les éclats de roche dynamitée pourraient endommager le revêtement du pipeline s'ils étaient utilisés comme matériaux de remblai. Pour réduire au minimum le besoin de dynamitage, GSX PL s'est engagée à fendre le fond rocheux lorsque c'est possible et à réduire la profondeur de la tranchée dans les zones où le fond rocheux est à faible profondeur, tout en laissant le minimum de 0,6 m de couverture requis pour protéger l'intégrité du pipeline.

En ce touche les méthodes de dynamitage, GSX PL a précisé que :

- le dynamitage serait effectué par des boutefeux agréés et suivant les règles de l'art;
- des sirènes d'alerte retentiraient avant la détonation des charges;
- la zone entière serait surveillée pour garantir qu'il n'y ait aucun risque pour des humains ou de gros mammifères (y compris le bétail) se trouvant dans le voisinage;
- des paillassons pare-éclats seraient utilisés pour protéger les structures habitées situées dans un rayon de 50 m des opérations de dynamitage;
- des mesures de contrôle, notamment des charges explosives individuelles limitées, l'utilisation de délais et le recours à des tirs secondaires, seraient adoptées pour toute activité de dynamitage dans les 50 m de structures susceptibles d'être endommagées par la vibration du sol;
- si le dynamitage se faisait à moins de 20 m d'une structure habitée, les vibrations du sol seraient surveillées;
- le surplus de roche dynamitée et excavée serait éliminé en consultation avec le propriétaire foncier et la municipalité.

GSX PL a également indiqué qu'elle réaliserait une évaluation préconstruction des structures habitées situées dans un rayon de 50 m des opérations de dynamitage.

Opinion de la Commission

La Commission estime que, sous réserve qu'un suivi et une analyse des puits, ainsi qu'une évaluation des structures, soient effectués avant et après la construction, et que les mesures correctives pertinentes soient appliquées, GSX PL a bien démontré que les méthodes de dynamitage proposées sont à la fois réalisables et appropriées. (Voir les conditions 21 et 22 à l'annexe III des Motifs de décision.)

2.9 Exploitation

GSX PL a déclaré qu'avant la mise en service du pipeline, elle mettrait la dernière main à une entente contractuelle avec Centra concernant l'entretien du tronçon terrestre du pipeline proposé. En outre, GSX PL parachèverait les manuels d'exploitation et d'entretien à utiliser et les soumettrait à l'examen de l'ONÉ.

2.9.1 Contrôle, surveillance et détection des fuites

GSX PL a indiqué que le pipeline proposé serait surveillé et commandé à distance par des opérateurs au centre de commande principal de Williams situé à Salt Lake City (Utah), au moyen d'un système SCADA et d'équipements de télémesure. Au besoin, les opérateurs pourraient assurer la surveillance et la commande du pipeline à partir d'un centre de relève, distinct du centre de commande principal, sans aucune perte de données. Advenant une panne de communication entre le centre de commande et l'instrumentation du pipeline, des systèmes à sécurité intégrée protégeraient l'équipement contre des conditions indésirables, telles que la surpression.

Pendant l'audience, certains intervenants, dont la Coalition maritime et M. Campbell, ont questionné le demandeur sur l'emplacement du centre de commande, le délai de réponse en cas de fuite ou de rupture, la nécessité d'homologuer le centre de commande et la sûreté de l'accès au centre. En réponse à ces questions, GSX PL a indiqué qu'un système d'alarme, programmé pour s'activer dès qu'un problème est détecté, p. ex., déséquilibre du réseau ou défaillance d'un équipement, fournirait un avertissement visuel ou sonore aux opérateurs du centre de commande. GSX PL a indiqué, de plus, que des contrôleurs compétents, possédant les qualifications requises par la réglementation américaine, surveilleraient l'état du pipeline, donneraient des consignes et analyseraient la cause de toute alarme. GSX PL a précisé que certains dispositifs et certaines parties du système de commande du pipeline sont homologués, mais qu'elle n'était pas au courant qu'il fallait faire homologuer le centre de commande comme tel.

GSX PL a indiqué qu'en plus d'effectuer des patrouilles régulières le long de la partie terrestre du pipeline proposé, elle utiliserait un système de détection de fuites pour repérer les fuites appréciables qui pourraient survenir, surtout dans le tronçon marin. Le système de détection de fuites utiliserait les paramètres contrôlés par le système SCADA. GSX PL a indiqué que, d'après une étude conceptuelle préliminaire, le système peut déceler, dans le tronçon marin du pipeline proposé, des fuites de 1 à 3 $10^6 pi^3/j$ sur une période de trois heures, à pression et débit maximaux.

2.9.2 Protection civile et intervention d'urgence

GSX PL a déclaré que son programme de protection civile et d'intervention d'urgence (PCIU) satisferait aux exigences de l'Office, de la *U.S. Occupational Safety and Health Act*, de la U.S. Environmental Protection Agency et du département des Transports des É.-U.. Elle a également

indiqué que le programme répondrait aux exigences définies dans les directives du 24 avril 2002 de l'ONÉ concernant les programmes de protection civile, d'intervention et de sécurité[14].

En ce qui concerne les éléments précis à inclure dans un programme de PCIU, tel que prescrit par les directives du 24 avril 2002, GSX PL a indiqué que son programme de PCIU engloberait ce qui suit :

- conception d'un programme de PCIU (évaluation des dangers)
- manuel des mesures d'urgence
- programme de liaison (premiers intervenants)
- programme d'éducation permanente (public)
- formation en intervention en cas d'urgence
- exercices d'intervention en cas d'urgence
- évaluation des incidents et des interventions
- équipement d'intervention en cas d'urgence.

Opinion de la Commission

La Commission est satisfaite de la méthode de commande et de surveillance du pipeline que GSX PL propose d'employer et fait remarquer qu'un grand nombre de gros réseaux pipeliniers sont convenablement surveillés et commandés à distance par télémesure. La Commission ajoute que les vérifications futures effectuées par l'ONÉ comprendraient une évaluation de l'à-propos et de l'efficacité du système SCADA, ainsi que du système de détection de fuites.

La Commission est d'avis que GSX PL a fourni un aperçu acceptable de son programme proposé de protection civile et d'intervention d'urgence. GSX PL devra soumettre la documentation suivante à l'Office :

- un exposé de son programme de PCIU, avant la mise en service, conformément au paragraphe 32(2) du RPT-99 de l'ONÉ;
- son manuel de sécurité durant la construction, avant le début des travaux de construction, conformément au paragraphe 20(1) du RPT-99 de l'ONÉ.

2.10 Processus de vérification par un tiers du pipeline marin

Dans ses évaluations des risques, GSX PL a indiqué qu'un bris du tronçon marin du pipeline proposé était peu vraisemblable et qu'il y aurait peu de risques pour la sécurité du public et

14 Lettre aux compagnies, dossier 172-A000-73 de l'ONÉ

l'environnement si le pipeline était conçu, construit et exploité convenablement. (Voir la section 2.3 - Évaluation des risques, des Motifs de décision.) Cependant, les évaluations des risques effectuées n'avaient pas traité expressément des incidences possibles sur l'économie de l'île de Vancouver que pourrait avoir une panne prolongée du tronçon marin du pipeline proposé. GSX PL a confirmé que, si le tronçon marin du pipeline proposé subissait une rupture ou des dommages graves, les réparations pourraient prendre de plusieurs semaines à plusieurs mois et coûter de 750 000 $ à 3 millions de dollars CAN, et que le service de transport de gaz serait interrompu pendant cette période.

Plusieurs intervenants se sont dits inquiets qu'une rupture du pipeline marin suivie d'une longue période de réparation ne prive les résidents et les entreprises de l'île de Vancouver d'un approvisionnement énergétique fiable et suffisant. Vraisemblablement, la situation serait encore plus inquiétante si le pipeline proposé était utilisé dans le futur pour alimenter d'autres centrales au gaz sur l'île de Vancouver.

Par voie de DR, GSX PL a été invitée à commenter la question de savoir si un examen supplémentaire par un tiers indépendant, tel qu'un processus d'homologation ou de vérification, serait justifié afin de garantir l'intégrité et la fiabilité du tronçon marin du pipeline proposé. GSX PL a soutenu qu'un processus d'homologation ou de vérification n'était pas nécessaire parce qu'elle atteindrait tous les objectifs en matière d'intégrité et de fiabilité grâce aux moyens suivants :

- observance des normes, codes et règlements canadiens et américains;
- application des normes de conception, devis et procédures propres à Williams;
- examens par des consultants externes et des experts indépendants;
- mise en oeuvre des systèmes de gestion de la qualité et programmes de contrôle de la qualité de Williams;
- exécution d'évaluations des risques.

GSX PL a fait remarquer que BC Hydro avait engagé Kellogg, Brown and Root (KBR) à titre d'ingénieurs-conseils indépendants pour passer en revue tous les aspects du projet et mener un examen de tiers indépendant dans le cadre de son processus de diligence raisonnable. L'énoncé des travaux relatif à l'examen demandé à KBR portait principalement sur les étapes de la conception et de l'approvisionnement du projet et avait pour but la gestion des risques commerciaux, ce qui comprend les mesures de contrôle des coûts, les stratégies de passation de marchés, les questions d'ordonnancement, les risques réglementaires et les risques logistiques. Le travail comprenait notamment des examens trimestriels par KBE et la revue des devis techniques avant l'achat de tout équipement important. GSX PL a affirmé qu'elle a tenu compte de façon exhaustive des inquiétudes formulées par le public concernant la sécurité et la fiabilité du pipeline et qu'aucun sujet de préoccupation important ne subsiste. Elle a souligné que, compte tenu des mesures prises, il n'y avait pas lieu de mener un processus indépendant de vérification ou d'homologation.

Opinion de la Commission

La Commission a adressé à GSX PL de nombreuses DR détaillées portant sur des aspects techniques, la sécurité, des questions sismiques et géotechniques, et les systèmes de gestion. Elle a remis en question des études et des hypothèses sous-jacentes ayant trait à des éléments clés des matériaux, de la conception et de la construction du pipeline. Diverses raisons incitaient la Commission à examiner la conception du pipeline proposé avec autant de rigueur. D'abord, les effets environnementaux, la sécurité et la fiabilité du pipeline suscitent de sérieuses préoccupations chez le public, comme en font foi beaucoup des questions soulevées par les intervenants et les lettres de commentaires reçues par la Commission. Ensuite, il y a très peu de pipelines marins en eaux canadiennes. Lorsqu'une société s'engage à observer les prescriptions de la norme CSA Z662 et du RPT-99 à l'égard d'un pipeline terrestre, c'est habituellement une indication que la conception, la construction et l'exploitation du pipeline répondraient à des normes acceptables. Or, à l'heure actuelle, il n'y a pas d'exigences réglementaires explicites concernant les pipelines marins réglementés par l'ONÉ. Enfin, le pipeline proposé serait construit dans une région qui présente un haut niveau d'activité sismique et il serait soumis à des conditions de fortes contraintes, ce qui, selon la Commission, justifie d'examiner à fond les renseignements sismiques et géotechniques, de même que les critères de conception appliqués le long du tracé proposé. (Voir la section 2.4 - Critères sismiques et la section 2.5 - Questions géotechniques, des Motifs de décision.)

De plus, la Commission s'inquiète de la possibilité que la réparation du tronçon marin du pipeline proposé, en cas de défaillance, ne puisse se faire facilement ou rapidement. Les pipelines terrestres sont habituellement accessibles et s'il faut réparer ou remplacer des tubes ou des éléments, le travail peut généralement être effectué en quelques jours et sans perturber l'exploitation du pipeline, ou très peu. Or, la preuve produite laisse entrevoir qu'il pourrait falloir plusieurs mois pour réparer une défaillance qui surviendrait dans le tronçon marin du pipeline proposé. En outre, comme le pipeline constituerait la principale source de gaz de deux centrales électriques desservant l'île de Vancouver, il jouerait un rôle de premier plan dans l'approvisionnement énergétique global de l'île. Les conséquences socio-économiques d'une interruption prolongée du service de transport de gaz à l'île de Vancouver pourraient être appréciables.

Compte tenu de ces considérations, la Commission estime que la conception, la construction, la mise à l'essai et l'exploitation du pipeline proposé doivent faire l'objet d'un examen minutieux par des tiers pour que soient réduites au minimum, dans toute la mesure du possible, les causes potentielles de défaillance de la canalisation. Une vérification par un tiers

indépendant de la conception, de la construction et de la mise à l'essai du tronçon marin est justifiée à cause de la situation du pipeline dans une région présentant une activité sismique considérable, de l'absence de normes nationales de conception sismique des pipelines, de l'importance pour l'île de Vancouver d'avoir un approvisionnement sûr en gaz et de la possibilité qu'une réparation du tronçon marin du pipeline proposé, par suite d'une défaillance, prenne beaucoup de temps. Ainsi, le recours à un processus de vérification rigoureux et indépendant doit permettre de déceler et de corriger toute cause potentielle de défaillance qui pourrait entacher la conception, la construction et l'exploitation du pipeline proposé.

La Commission remarque que GSX PL avait engagé la société KBR pour qu'elle examine la conception du pipeline proposé. Or, d'après la preuve produite par GSX PL, l'examen de KBR était centré avant tout sur des questions financières, comme le contrôle des coûts, et ne traitait pas suffisamment de la fiabilité et de l'intégrité du tronçon marin du pipeline proposé. La Commission estime donc que l'examen de KBR ne saurait remplacer une vérification rigoureuse et indépendante par un tiers.

Par conséquent, la Commission exigera que le tronçon marin du pipeline proposé soit assujetti à une vérification indépendante par un tiers. (Voir la condition 4 à l'annexe III des Motifs de décision.)

Chapitre 3

Questions environnementales et socio-économiques, et questions de consultation, de tracé et de terrains

3.1 Environnement

3.1.1 Rapport de la Commission d'examen conjoint

La Commission a examiné les effets environnementaux éventuels du projet, conformément aux exigences de la LCÉE, et en a traité dans son rapport publié le 30 juillet 2003. Ce rapport présente l'examen par la Commission des effets environnementaux du projet et des mesures d'atténuation à partir de la description du projet, des éléments à considérer dans l'examen et de la portée de ces éléments. La Commission a formulé plusieurs recommandations dans son rapport pour veiller à ce que des mesures d'atténuation et de suivi appropriées soient prises.

La Commission a conclu que si toutes ses recommandations et tous les engagements pris par GSX PL en matière d'environnement dans sa demande et dans le cadre de l'instance GH-4-2001 sont mis en œuvre, le projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets négatifs importants sur l'environnement. Par conséquent, la Commission a recommandé que le projet soit soumis aux processus décisionnels des autorités compétentes, pourvu que les recommandations formulées dans son rapport fassent partie des exigences imposées pour toute approbation par l'Office. La réponse du gouvernement au Rapport de la CEC est traitée dans les sections 3.1.3 et 3.1.4 des Motifs de décision).

Outre les effets environnementaux éventuels examinés dans son rapport, la Commission a tenu compte des effets environnementaux de la combustion du gaz naturel à la nouvelle centrale proposée de Duke Point en vertu de la Loi sur l'ONÉ (voir la section 3.1.2 ci-dessous). Les questions socio-économiques, de consultation, de tracé et de terrains qui ne relèvent pas de la LCÉE, mais de la Loi sur l'ONÉ, ont également été prises en considération par la Commission et sont traitées dans les Motifs de décision (voir les sections 3.2 à 3.4 ci-dessous).

3.1.2 Effets environnementaux de la combustion du gaz naturel à la centrale VIGP

La centrale VIGP proposée, qui serait située à Duke Point, près de Nanaimo (C.-B.), aurait une puissance nominale de 265 MW sans postcombustion et de 295 MW avec postcombustion. L'information sur la centrale VIGP proposée, déposée par GSX PL dans le cadre de l'instance GH-4-2001 le 18 juin 2002, était tirée de la demande d'un certificat d'approbation de projet soumise par la Vancouver Island Energy Corporation (VIEC) au Environmental Assessment Office de la Colombie-Britannique (BC EAO) le 17 juin 2002.

Pour l'évaluation des effets environnementaux, un inventaire des émissions du bassin atmosphérique local qui modélise les émissions actuelles et l'apport supplémentaire provenant de la centrale VIGP a été préparé.

L'évaluation environnementale comprenait les éléments suivants :

- un examen des technologies de contrôle des émissions et des niveaux d'émission (examen de la meilleure technologie existante);
- la comparaison entre les niveaux d'émission découlant du projet et les normes et objectifs fédéraux et provinciaux en matière de qualité de l'air;
- la modélisation des répercussions sur la qualité de l'air (utilisation des modèles CALMET et CALPUFF) et gestion des émissions de gaz à effet de serre (GES).

L'évaluation par la VIEC des risques éventuels pour la santé humaine associés à l'exploitation de la centrale VIGP proposée s'est concentrée sur l'émission éventuelle de polluants chimiques. La modélisation a permis l'estimation des concentrations moyennes dans l'air ambiant à court et à long terme aux fins de l'évaluation du risque, tenant compte des conditions de terrain et des conditions météorologiques propres au site. Les risques éventuels pour la santé humaine associés à l'exposition à des polluants atmosphériques non cancérigènes ont été estimés et comparés aux niveaux d'exposition de référence liés aux effets non cancérigènes. Les risques pour la santé associés à l'exposition à des polluants atmosphériques potentiellement cancérigènes ont été évalués comme risques excessifs de cancer pour toute une vie. Les répercussions annuelles sur la santé des émissions de polluants courants et non courants (dont les émissions de particules) par la centrale VIGP ont été estimées à partir des concentrations de référence dans l'air ambiant et de l'augmentation prévue de la concentration maximale dans les zones urbaines et rurales peuplées, suivant différents scénarios de la pire éventualité et des conditions météorologiques mesurées.

Qualité de l'air locale et régionale

L'évaluation de la qualité de l'air par la VIEC portait sur les effets des émissions de la centrale VIGP sur la qualité de l'air du bassin atmosphérique régional. Les effets estimatifs de la seule centrale VIGP ont été calculés et les concentrations de polluants présentées sous forme tabulaire. Les modèles utilisés pour prévoir la dispersion et les concentrations de polluants produites par la centrale VIGP ont révélé des émissions faibles et bien inférieures aux objectifs, normes ou niveaux de référence les plus rigoureux. Ces données et les renvois subséquents aux données dans la présente section sont résumés dans le tableau 3-1.

L'évaluation de la VIEC indique que l'usine de pâtes et papiers Harmac, adjacente à la centrale VIGP proposée, est une importante source d'émissions atmosphériques dans la région. Les effets de l'usine Harmac ont été évalués et des prévisions de concentrations de polluants ont été établies tant pour la concentration maximale au niveau du sol que pour le 98^{e} centile. Les concentrations d'émissions prévues pour l'usine Harmac à elle seule dépassent les critères relatifs aux PM_{10} (24 heures), aux $PM_{2,5}$ (24 heures)[15] et au SO_2 (1 heure) aux alentours de l'usine près du quai Harmac. Toutefois, l'effet combiné prévu de la dispersion des émissions de la centrale VIGP et de l'usine Harmac montre que les concentrations maximales de ces polluants

15 PM_{10} et $PM_{2,5}$ désignent respectivement des particules au diamètre inférieur à 10 microns et à 2,5 microns.

ne changeaient pas avec l'ajout des émissions de la centrale VIGP, c'est-à-dire que les émissions de l'usine Harmac dominent et éclipsent les contributions minimes de la centrale VIGP. Par conséquent, les effets supplémentaires de la centrale VIGP sur le bassin atmosphérique de Nanaimo devraient être négligeables. La VIEC a également fait valoir que la centrale VIGP n'aurait aucun effet mesurable sur la qualité de l'air de la portion sud du détroit de Georgia et, en particulier, sur le bassin atmosphérique de la vallée du bas Fraser.

Tableau 3-1
Concentrations des émissions prévues de l'usine Harmac et de la centrale VIGP ensemble pour la période de modélisation combinée de 1995 et de 2000-2001[16]

Polluant	Période de calcul de la moyenne	Concentration prévue (µg/m³)				Objectif de qualité de l'air le plus strict (µg/m³)
		Usine Harmac + centrale VIGP combinées		VIGP seule	Harmac seule	
		Maximum	98e centile[17]	Maximum	Maximum	
NO_2	1 heure	123,2	27,6	32,1	123,2	400[18]
	24 heures	31,1	16,0	12,7	31,1	200[18]
	1 an	3,1		0,8	3,1	60[18]
PM_{10}	24 heures	58,6	37,3	1,1	58,6	50[19]
	1 an	8,6		0,07	8,6	s.o.
$PM_{2,5}$	24 heures	52,2	33,0	1,1	52,2	30 (98e centile)[20]
	1 an	7,5		0,07	7,5	s.o.
SO_2	1 heure	515,5	158,8	3,4	515,5	450[18]
	24 heures	136,9	116,7	1,4	136,9	150[18]
	1 an	24,8		0,09	24,8	25[19]
CO	1 heure	753,0	178,2	68,2	753,0	14 300[19]
	8 heures	201,8	156,9	31	201,8	5 500[19]
	1 an	28,5			28,4	s.o.
VOC	1 heure	44,6	11,4	5,2	44,6	s.o.
	24 heures	10,7	8,9	2,1	10,7	s.o.
	1 an	1,8		0,1	1,8	s.o.

16 L'hypothèse de travail relative à la centrale VIGP prévoit une puissance de 295 MW avec postcombustion.

17 Le Conseil canadien des ministres de l'environnement, dans ses Normes pancanadiennes relatives aux particules et à l'ozone adoptées en 2000, affirme que la conformité à la norme pour la valeur de concentration des particules au niveau du sol sur une période de 24 heures doit être déterminée en fonction de la moyenne annuelle de la valeur du 98e centile, calculée sur trois années consécutives. Pour une concentration conforme, il faut que 98 % des mesures de particules soient égales ou inférieures à la norme.

18 CCME (1999) *Objectifs nationaux afférents à la qualité de l'air.*

19 MPETA C.-B. (1995) *Ambient Air Quality Objective/Guideline.*

20 Norme pancanadienne relative aux $PM_{2,5}$ (2000)

Deux postes de surveillance situés à Nanaimo et à Cedar, soit à 8 km et à 2,4 km respectivement du site de la centrale VIGP, seraient utilisés pour continuer de fournir des renseignements supplémentaires sur la qualité de l'air dans le bassin atmosphérique de Nanaimo. La surveillance de l'air ambiant serait effectuée en conformité avec des protocoles établis par le ministère de la Protection des eaux, du sol et de l'air de la Colombie-Britannique (MPETA C.-B.). Un système de surveillance permanente des émissions de cheminée serait installé et exploité pour surveiller les concentrations d'oxydes nitreux, de monoxyde de carbone, d'ammoniac et d'oxygène dans les gaz émis par la cheminée. Toutes les données ainsi recueillies seraient mesurées et seraient signalées conformément aux exigences du MPETA C.-B.

La Society Promoting Environmental Conservation and the David Suzuki Foundation (SPEC/DSF) ont retenu les services de SENES Consultants Limited pour procéder à une inspection professionnelle de l'analyse de dispersion relative à la qualité de l'air pour la centrale VIGP déposée par GSX PL le 18 juin 2002, et l'a présentée à la Commission. La SPEC/DSF était d'accord avec la démarche conceptuelle globale adoptée par la VIEC, mais a relevé ce qu'elle considère comme étant plusieurs lacunes dans l'analyse. Ces lacunes se rapportaient aux données météorologiques, aux conditions de démarrage, de charge partielle et de perturbations, aux émissions de polluants, à l'évaluation du risque pour la santé, aux effets cumulatifs des PM_{10} et aux effets environnementaux collatéraux. Dans sa preuve écrite révisée, la SPEC/DSF a fait valoir que GSX PL avait répondu aux préoccupations signalées, à l'exception du calcul et de la modélisation des émissions de l'usine Harmac et de la question connexe des effets cumulatifs. La SPEC/DSF remettait toujours en question le fait d'autoriser l'exploitation de la centrale VIGP dans un secteur où certains paramètres de qualité de l'air comme les $PM_{2,5}$, les PM_{10} et le SO_2 dépassent les seuils de qualité de l'air.

GSX PL a fait valoir qu'elle avait réglé ces problèmes et fourni des renseignements montrant que l'exploitation de la centrale VIGP n'aurait aucun effet cumulatif important sur la qualité de l'air. GSX PL a fait valoir que la question de la délivrance d'un permis d'exploitation de la centrale VIGP dans le même bassin atmosphérique que l'usine Harmac ferait l'objet d'une décision du BC EAO.

La centrale VIGP serait située au cœur du territoire de la Première nation Snuneymuxw. La Première nation Snuneymuxw a exprimé son inquiétude devant les effets éventuels de la centrale VIGP sur l'environnement et sur la santé de ses membres, notamment parce qu'elle avait des réserves sur la modélisation de la qualité de l'air et l'ajout d'autres $PM_{2,5}$ à un bassin atmosphérique considéré comme déjà compromis. La Première nation Snuneymuxw a également indiqué qu'elle participait au processus provincial d'évaluation environnementale afin de résoudre les questions qui la préoccupent.

Le mémoire de la VIEC traitait des questions de qualité de l'air soulevées par la Première nation Snuneymuxw et des mesures d'atténuation proposées pour régler ces problèmes. La VIEC s'est engagée à travailler à régler les autres questions et préoccupations reliées au projet soulevées par la Première nation Snuneymuxw au cours de l'examen de sa demande auprès du BC EAO.

Environnement Canada a indiqué que les renseignements fournis dans la demande pour la centrale VIGP venaient étayer les conclusions de la VIEC. Environnement Canada a conclu que la centrale VIGP proposée n'entraînerait le dépassement d'aucun objectif canadien ni d'aucune

norme applicable sur la qualité de l'air ou les seuils maximaux acceptables de particules en vigueur au Canada. Pour ce qui est des $PM_{2,5}$ et des PM_{10}, Environnement Canada a fait valoir que le Conseil canadien des ministres de l'environnement (CCME) avait adopté les Normes pancanadiennes relatives aux particules et à l'ozone en juin 2000, mais que les détails étaient toujours en cours d'élaboration.

D'après son analyse détaillée, l'évaluation de la VIEC indique que la centrale VIGP n'aurait pas d'importants effets estimatifs supplémentaires sur la santé publique.

Émissions de gaz à effet de serre

La méthode utilisée par la VIEC relativement aux émissions de GES et à la gestion de ces émissions est fondée sur des conseils fournis par le MPTEA C.-B. pendant les activités de consultation. L'évaluation de la VIEC :

- quantifie les émissions de GES associées à la centrale VIGP;
- décrit les aspects conceptuels et opérationnels de la centrale VIGP qui contribueraient à réduire au minimum les émissions de GES;
- décrit l'engagement de BC Hydro à préparer un plan de gestion des émissions de GES en consultation avec le MPTEA C.-B. avant la mise en service de la centrale VIGP et la démarche prévue pour ce plan;
- indique les occasions éventuelles prévues et les démarches qui seraient envisagés pour compenser une part substantielle des émissions supplémentaires de GES par la centrale VIGP.

La quantification des émissions annuelles de GES était fondée sur l'hypothèse prudente d'une exploitation de la centrale VIGP 365 jours sur 365 (8 760 heures par année) à pleine puissance. Les émissions combinées de dioxyde de carbone (CO_2), de méthane (CH_4) et d'oxyde nitreux (N_2O) étaient exprimées en équivalent combiné de potentiel de réchauffement de la planète, quantifiées en tonnes d'équivalent d'émissions de CO_2.

GSX PL a fait valoir que BC Hydro avait élaboré et mis en œuvre une stratégie de gestion des GES depuis 1994, dont les compensations des émissions de GES sont l'un des éléments. BC Hydro considère que la compensation d'émissions de GES est un projet qui compense les émissions de GES d'une source en réduisant, en évitant ou en captant et en entreposant les émissions d'une autre source.

GSX PL a présenté une preuve écrite et orale sur la stratégie de gestion des GES de BC Hydro. Dans le cadre de cette stratégie, BC Hydro s'est engagée à compenser 50 % de l'augmentation des émissions de GES au cours de la période s'étendant jusqu'en 2010, émissions provenant à la fois de la centrale ICP (dont BC Hydro achète la production) et de la centrale VIGP (dont BC Hydro est le propriétaire-exploitant). Un employé de BC Hydro qui a comparu comme témoin pour GSX PL a affirmé :

[Traduction]

> *L'usine de Campbell River est ce qu'on appelle une « centrale de cogénération », ce qui signifie qu'elle produit simultanément de l'électricité et de la vapeur. Elle se trouvait [...] sur le site d'une usine de pâtes et de produits forestiers existante qui utilisait de la vapeur dans ses procédés. Cette usine avait utilisé du gaz naturel et d'autres combustibles pour produire de la vapeur pour ses propres besoins et (ICP) lui fournit maintenant de la vapeur, qui remplace le combustible qu'elle utilisait pour produire de la vapeur.*
>
> *Ainsi, lorsque nous avons fixé notre engagement, nous nous sommes engagés à compenser l'augmentation des émissions des deux usines. Dans le cas de la centrale VIGP, c'est une centrale autonome [...] 50 % de l'augmentation équivaut à 50 % du total. Dans le cas de la centrale ICP, en raison des émissions de gaz à effet de serre reliées à la production de vapeur par le passé, nous nous sommes engagés à compenser 50 % de l'augmentation au-delà de ce niveau antérieur*[21].

Pour la centrale VIGP, une compensation de 50 % des GES équivaudrait à un volume de 350 000 à 400 000 tonnes d'équivalent CO_2 par année, estimé grossièrement. Pour la centrale ICP, cela équivaudrait à environ 300 000 tonnes d'équivalent CO_2 par année. Les employés de BC Hydro témoignant pour GSX PL ont indiqué que la sélection d'un objectif de 50 % assurait un équilibre entre les objectifs concurrents de réduire au minimum les effets sur l'environnement et de maintenir des tarifs d'électricité concurrentiels. BC Hydro a fait valoir que, comme son engagement relatif à la compensation des GES était volontaire, l'objectif devait être considéré comme étant progressiste sur le plan environnemental et prudent sur le plan économique, surtout à la lumière du plan de mise en œuvre du gouvernement fédéral de novembre 2002 pour le *Protocole de Kyoto à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques*, qui prévoit une compensation moyenne de 15 % chez les grands producteurs industriels de GES, y compris les entreprises d'électricité, pour la période 2008-2012.

La preuve présentée par GSX PL sur la stratégie de gestion des GES de BC Hydro indiquait que, à tout le moins, les compensations doivent respecter les critères provinciaux et nationaux, soit être réelles, mesurables, vérifiables et excédentaires par rapport à toute autre exigence de réglementation, y compris tout autre critère spécifié[22]. Les compensations seraient réalisées par des projets de réduction des émissions de GES sur d'autres sites, avec l'assistance de BC Hydro. La progression de l'engagement de compensation des GES serait rapportée par les canaux de communication publics normaux de BC Hydro pour en permettre un suivi ouvert. De plus, un témoin de BC Hydro pour GSX PL a signalé que BC Hydro avait participé activement à La Société Mesures volontaires de registre inc. du défi-climat canadien depuis 1994 et, dans le cadre de cette initiative, avait déjà présenté sept rapports annuels faisant état en détail de ses émissions de GES et de son travail de gestion des GES. En raison de la ratification du *Protocole de Kyoto* par le Canada, BC Hydro réévalue présentement sa stratégie de gestion des GES. BC Hydro a

---

21 Transcriptions de l'audience GH-4-2001, 4 mars 2003, volume 7, paragraphes 13260 et 13261

22 Critères de compensation des GES fournis par BC Hydro en réponse à la demande de renseignements 2.3(g) de la SPEC/DSF

indiqué qu'elle n'avait pas défini ses intentions au-delà de 2010, mais elle a reconnu que la mise en œuvre du *Protocole de Kyoto* serait bien entamée à cette date.

Comme l'a indiqué le rapport de la Commission d'examen conjoint, la SPEC/DSF a présenté une preuve écrite sur les effets des GES et sur les changements climatiques mondiaux en évoquant le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat et la ratification du *Protocole de Kyoto* par le Canada. La SPEC/DSF a fait valoir que le potentiel total pour la production de GES à partir du gaz naturel acheminé par le pipeline proposé pourrait atteindre jusqu'à 1,8 million de tonnes de GES par année, ce qui doublerait à peu près les émissions de GES par BC Hydro, d'après son estimation de 1,9 million de tonnes par année en 2001. La SPEC/DSF a exhorté la Commission à exiger des programmes d'atténuation des émissions et de suivi et conclu que le plan de compensation de BC Hydro devrait être étendu pour inclure la totalité des émissions, comme condition exécutoire de l'approbation du projet.

Le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et le ministère de l'Énergie de l'Alberta n'ont pas appuyé ces recommandations. Le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique a fait valoir que BC Hydro s'était engagée à compenser 50 % de l'augmentation des émissions de GES à la centrale VIGP jusqu'en 2010, ce qui est plus que trois fois l'objectif fixé pour les importants producteurs industriels de GES dans le plan de mise en œuvre du *Protocole de Kyoto* du gouvernement fédéral de novembre 2002. De plus, cet engagement a été pris malgré l'absence de toute réglementation ou de toute norme nationale. Enfin, la mise en œuvre du Protocole de Kyoto exigera des consultations entre le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux pour tenir compte des structures industrielles, économiques et culturelles du Canada.

À propos des GES, Environnement Canada a indiqué que le Parlement a ratifié le *Protocole de Kyoto* le 17 décembre 2002 et qu'il s'apprête à passer de la phase de planification à celle de la mise en œuvre du Plan du Canada sur les changements climatiques pour atteindre les objectifs nationaux de réduction des GES.

Environnement Canada a affirmé :

[Traduction]

> *Le Plan du Canada sur les changements climatiques vise à atteindre notre objectif national de réduction des émissions de GES de 6 % sous les niveaux de 1990, soit 240 MT*[23]*. Cet objectif tient compte de projections qui intègrent des augmentations raisonnablement importantes dans la consommation de gaz naturel et d'électricité en C.-B.. La majorité de cette dernière devrait provenir de la production d'électricité au gaz naturel. Par conséquent, les émissions découlant de nouveaux projets de gazoduc et de production d'électricité ont été prises en considération dans les projections. Comme ces projets ont été intégrés dans les projections, le projet de GSX ne devrait pas empêcher le Canada d'atteindre son objectif à l'égard du Protocole de Kyoto*[24]*.*

---

23 Mégatonnes

24 Lettre d'Environnement Canada à la Commission en date du 25 février 2003, page 5.

Environnement Canada a également fait valoir que les rapports de GES par l'Inventaire national des rejets de polluants ou par quelque autre mécanisme commenceront en 2004. Le mécanisme sera obligatoire, vérifiable et prévoira des dispositions pour la production de rapports pour chaque installation. Le gouvernement du Canada consultera les parties prenantes à propos du mécanisme de production de rapports dans le cadre des discussions sur les changements climatiques.

Opinion de la Commission

En ce qui concerne la qualité de l'air locale et régionale, la Commission constate que la centrale VIGP à elle seule ne devrait dépasser aucun objectif ni aucune norme maximum acceptable en matière de qualité de l'air en vigueur au Canada. La preuve montre que certains paramètres, comme l'objectif des PM_{10} par période de 24 heures, l'objectif $PM_{2,5}$ par période de 24 heures et l'objectif du SO_2 par heure dans la zone d'étude de la centrale VIGP, seraient dépassés en raison des activités de l'usine Harmac mais devraient se manifester très peu fréquemment à moins de 1 km de l'usine Harmac. L'évaluation de la qualité de l'air montre que la centrale VIGP occasionnerait une augmentation supplémentaire presque nulle dans les concentrations maximales de PM_{10} et de $PM_{2,5}$ par période de 24 heures, là où les émissions de l'usine Harmac dépassent les critères.

En ce qui a trait aux GES, la Commission considère les changements climatiques comme un important enjeu national et international et reconnaît l'effort du gouvernement du Canada à cet égard par la ratification du *Protocole de Kyoto* et l'élaboration du Plan du Canada sur les changements climatiques.

L'examen des émissions de GES associées à un projet proposé permet aux demandeurs, au public et aux gouvernements d'évaluer les propositions et les interventions dans le cadre des politiques et plans existants et en cours d'élaboration pour la gestion des émissions de GES (c.-à-d. le Plan du Canada sur les changements climatiques). Dans le contexte de la centrale VIGP, la Commission s'appuie sur la déclaration d'Environnement Canada voulant que les émissions de GES résultant des nouveaux projets de gazoduc et de production d'énergie, comme le gazoduc et la centrale VIGP proposés, aient été prises en considération dans les projections du gouvernement du Canada et ne devraient donc pas empêcher le Canada d'atteindre son objectif à l'égard du *Protocole de Kyoto*.

La Commission souligne que, à l'heure actuelle, il n'y a aucun critère défini pour mesurer l'importance des émissions de GES dans le cadre d'une évaluation environnementale. Toutefois, les niveaux d'émissions provinciaux ou nationaux peuvent fournir un contexte utile pour l'évaluation de projets. La Commission conclut qu'en comparaison avec les totaux de GES avancés par la SPEC/DSF de 65,9 MT et de 726 MT d'équivalent CO_2 en 2000 pour la C.-B. et le Canada, respectivement, les

émissions de la centrale VIGP, en supposant qu'elles seraient de 800 000 tonnes d'équivalent CO_2 par année, représenteraient environ une augmentation de 1,2 % et de 0,1 %, respectivement. La Commission prend également en considération les préoccupations de la SPEC/DSF quant au fait que le volume d'émissions annuelles de GES de BC Hydro pourrait doubler ou à peu près en raison de la combustion de gaz de VIGP et d'ICP.

Opinion de la majorité des membres de la Commission

La majorité des membres de la Commission prend bonne note de l'engagement de BC Hydro à compenser de 50 % l'augmentation des émissions de GES par les centrales ICP et VIGP jusqu'en 2010. Cet engagement a été présenté dans la preuve écrite déposée par GSX PL ainsi que dans le témoignage oral d'un témoin de BC Hydro pour GSX PL. Comme il s'agit d'un engagement volontaire, et qu'il n'existe encore ni réglementation ni objectif fédéraux ou provinciaux légalement contraignants sur les émissions de GES, la majorité des membres de la Commission s'est fiée à cet engagement et considère qu'il s'agit là d'une mesure concrète de gestion des émissions de GES des centrales ICP et VIGP.

Au cours de l'audience, la Commission a cherché à savoir si BC Hydro entendait compenser la totalité des émissions de la centrale VIGP compte tenu de la ratification du *Protocole de Kyoto* par le gouvernement du Canada. Un représentant de BC Hydro témoignant pour GSX PL a répondu que BC Hydro ne compenserait pas la totalité des émissions à moins que la loi ne l'exige, car elle considérait qu'un objectif de compensation de 50 % était progressiste sur le plan environnemental et prudent sur le plan économique. La majorité des membres de la Commission remarque que le représentant de BC Hydro a témoigné que celle-ci réévaluait sa stratégie relative aux GES à la suite de la ratification du *Protocole de Kyoto*.

La majorité des membres de la Commission accepte l'engagement de BC Hydro à compenser 50 % de l'augmentation des émissions de GES des centrales ICP et VIGP jusqu'en 2010. Au-delà de 2010, compte tenu des méthodes de gestion exemplaires et des exigences de la réglementation à ce moment-là, la majorité des membres de la Commission s'attend à ce que BC Hydro continue, au moins, à compenser 50 % des émissions pendant toute la durée de vie des centrales ICP et VIGP. La majorité invite également BC Hydro à prendre en considération des options pour compenser la totalité des émissions, car en qualité de société d'État, elle a la responsabilité envers le public d'être un chef de file relativement aux accords nationaux et internationaux comme le *Protocole de Kyoto*. La majorité encourage fortement BC Hydro à acheter des compensations qui seraient admissibles à des crédits dans le cadre de l'effort du Canada à

atteindre son objectif lié au *Protocole de Kyoto*. Bien que la majorité reconnaisse que tous les détails n'ont pas été arrêtés définitivement, BC Hydro devrait prendre en considération ses critères, présentés à l'audience, voulant que les compensations soient mesurables, vérifiables et qu'elles respectent d'autres critères provinciaux et nationaux en vigueur.

À l'audience, les témoins de BC Hydro pour GSX PL ont affirmé que les progrès liés à cet engagement seraient transmis par les canaux de communication normaux de BC Hydro avec le public. Étant donné l'intérêt que porte le public à cette question, la majorité des membres de la Commission considère que l'engagement de BC Hydro à compenser les émissions des centrales VIGP et ICP devrait être suivi en vertu d'une condition de délivrance de certificat qui serait imposée à GSX PL.

La majorité des membres de la Commission est d'avis que GSX PL devrait déposer un rapport annuel auprès de l'Office et d'Environnement Canada, à partir de l'année suivant l'entrée en service de la centrale VIGP et jusqu'à la fin de 2010, décrivant la compensation des émissions des centrales ICP et VIGP. Par conséquent, une condition à cet effet sera incluse dans le certificat (voir la condition 30 à l'annexe III des Motifs de décision).

La majorité des membres de la Commission estime que la combustion de gaz naturel à la centrale VIGP ne devrait pas avoir d'effets négatifs importants sur la qualité de l'air locale ou régionale ou sur la santé publique. À la lumière des observations présentées par Environnement Canada sur l'aptitude du Canada à atteindre son objectif lié au *Protocole de Kyoto* et la déclaration de BC Hydro voulant qu'elle s'engage à compenser les émissions des centrales ICP et VIGP, la majorité des membres de la Commission conclut que les questions reliées aux émissions de GES ont été abordées de façon satisfaisante.

Opinion du membre Harrison

Je suis d'accord avec la conclusion de la majorité des membres de la Commission, selon laquelle la combustion de gaz naturel à la centrale VIGP ne devrait pas avoir d'effets importants sur la qualité de l'air locale ou régionale ou sur la santé publique.

En ce qui a trait aux émissions de GES, je prends bonne note de la déclaration d'Environnement Canada voulant que l'augmentation des émissions qui découlerait de l'exploitation des centrales ICP et VIGP a été prise en considération dans les projections du gouvernement du Canada et ne devrait pas empêcher le Canada d'atteindre son objectif à l'égard du *Protocole de Kyoto*. Par conséquent, je n'ai pas à tenir compte de l'engagement volontaire pris par BC Hydro en rapport avec la compensation des émissions de GES. Je ne suis donc pas d'accord avec la

décision de la majorité qui impose une condition à la délivrance d'un certificat exigeant que GSX PL dépose un rapport annuel sur la compensation des émissions des centrales ICP et VIGP.

De plus, je suis d'avis qu'il est inapproprié pour l'Office d'imposer une telle condition relative à la production de rapports. GSX PL, demandeur à l'égard du projet devant l'Office, ne sera propriétaire ou exploitant ni de la centrale ICP, ni de la centrale VIGP. BC Hydro est la partie qui s'est engagée à compenser les émissions de GES des deux centrales. C'est pourquoi l'application de la condition à l'endroit de GSX PL poserait problème; GSX PL pourrait ne pas être en mesure d'obtenir les renseignements nécessaires pour se conformer à cette condition, car ces renseignements se rapportent aux compensations des émissions d'installations sur lesquelles elle n'a aucun pouvoir, d'autant plus si la centrale VIGP était vendue par BC Hydro à une tierce partie. En outre, je souligne que l'engagement de BC Hydro était « volontaire »; le fait d'intégrer cet engagement à une condition de délivrance d'un certificat aurait pour effet de décourager de telles initiatives volontaires dans l'avenir. Les entreprises devraient être encouragées à être proactives et responsables, surtout à un moment où les exigences et les normes réglementaires sur les émissions de GES n'en sont encore qu'aux débuts de leur évolution.

Pour résumer, je ne vois aucun besoin d'imposer une telle condition à la lumière de la déclaration d'Environnement Canada et, qui plus est, la condition m'apparaît inappropriée dans les circonstances.

3.1.3 Réponse du gouvernement du Canada

En application du paragraphe 37(1.1) de la LCÉE, les autorités responsables ont pris en considération le Rapport de la CEC et, avec l'autorisation de la gouverneure générale en conseil, y ont répondu (la réponse du gouvernement). La réponse du gouvernement a été approuvée par la gouverneure générale en conseil et rendue publique le 21 novembre 2003. Il y est déclaré que le gouvernement accepte la recommandation de la Commission voulant que le projet soit autorisé à faire l'objet d'un processus décisionnel réglementaire, et on y indique que pourvu que soient mis en oeuvre les engagements en matière d'environnement pris par GSX PL dans sa demande et au cours du processus d'examen conjoint, de même que les recommandations de la Commission, y compris complément d'information et les précisions contenus dans la réponse du gouvernement, le projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants.

La Commission constate que dans les situations où des ministères ou organismes autres que l'ONÉ doivent prendre une décision relativement au projet, la réponse du gouvernement signale des exigences supplémentaires que GSX PL doit respecter aux termes des processus réglementaires de ces ministères et organismes. En pareils cas, le gouvernement, dans sa réponse, accepte les recommandations de la Commission en les assortissant de conditions qui mettent en relief des enjeux connexes aux processus d'approbation d'autres organismes ou ministères, par exemple le ministère des Pêches et Océans du Canada (le MPO) et

Environnement Canada. Ainsi, en ce qui concerne la recommandation 1 du Rapport de la CEC, il est déclaré dans la réponse du gouvernement que GSX PL doit consulter les organismes de réglementation et organismes scientifiques appropriés du gouvernement fédéral en ce qui a trait aux études préconstruction, y compris leurs résultats et les mesures d'atténuation proposées. (Voir la condition 20 à l'annexe III des Motifs). Ces exigences supplémentaires sont des questions que GSX PL doit régler avec d'autres ministères et organismes fédéraux et, par conséquent, il n'y a pas eu lieu de modifier les conditions qui doivent être intégrées au certificat.

La Commission fait observer que d'après la réponse du gouvernement pour ce qui est de la recommandation 5 du Rapport de la CEC, la méthode de construction du projet par fonçage au jet n'est pas acceptable. Le MPO s'est engagé à collaborer avec GSX PL pour cerner des solutions de rechange qui auraient moins d'effets sur l'environnement. À la lumière des commentaires du MPO, il est improbable que le fonçage au jet soit utilisé pour la construction. La Commission a toutefois décidé de retenir la condition étant donné que la méthode de construction définitive n'a pas encore été déterminée. (Voir la condition 13 à l'annexe III des Motifs).

Eu égard à la recommandation 8 du Rapport de la CEC, le gouvernement indique dans sa réponse qu'il accepte l'intention de la Commission de vouloir limiter les activités de construction dans les aires préoccupantes du milieu marin. La réponse du gouvernement indique toutefois que le MPO est préoccupé par le moment choisi pour mener ces opérations dans les aires vulnérables comme celle du passage Boundary, utilisée par la population d'épaulards du sud. D'après la réponse, le MPO a tenu des réunions avec GSX PL et cette dernière a accepté en principe de se limiter à un certain créneau de travaux dans le passage Boundary, créneau que le MPO juge acceptable. La réponse du gouvernement indique en outre que des discussions se poursuivent à propos d'activités de construction ayant des effets éventuels de moindre importance et pour lesquelles une aussi stricte adhésion au créneau novembre-mars pourrait ne pas être nécessaire. La Commission reconnaît que le MPO pourrait exiger un créneau plus restreint pour la construction dans certaines zones vulnérables le long du tracé. En ce qui concerne les zones moins préoccupantes, dans l'éventualité où le MPO accepterait que la période de construction soit prolongée au-delà du 30 avril, la condition pertinente du certificat, outre les exigences prévues dans la condition, obligerait GSX PL à informer l'Office des résultats de ses consultations avec le MPO au sujet d'un tel prolongement.

La Commission, au nom de l'Office à titre d'autorité responsable, a pris en considération le Rapport de la CEC et la réponse du gouvernement avant de prendre sa décision en vertu de la Loi sur l'ONÉ. Les recommandations contenues dans le Rapport de la CEC, y compris celles qui se rapportent aux programmes de suivi, seront intégrées au certificat en tant que conditions.

3.2 Questions socio-économiques

GSX PL a déposé une évaluation des effets socio-économiques pour la zone du projet. Cette évaluation a tenu compte des effets éventuels que le projet aurait sur les diverses ressources et valeurs socio-économiques. Le rapport de la CEC traite de facteurs tels que les effets éventuels du projet sur la santé humaine, sur les activités liées aux ressources (agriculture, exploitation forestière, pêche, etc.) et sur l'utilisation présente des terres et des ressources à des fins

traditionnelles par les Premières nations. La Commission traite des autres effets socio-économiques en vertu de la Loi sur l'ONÉ dans la section 3.1.2 des Motifs de décision.

GSX PL a affirmé que la construction du pipeline proposé générerait des emplois directs correspondant à environ 91 années-personnes, ce qui représente environ 4,1 millions de dollars CAN en rémunération directe. La majorité de ces emplois consisteraient en des postes qualifiés et semi-qualifiés dans le secteur de la construction, potentiellement occupés par la main-d'œuvre locale disponible. GSX PL estime que les emplois dérivés pourraient atteindre de 81 à 162 années-personnes, ce qui représente de 3,1 à 6,3 millions de dollars CAN en rémunération indirecte. Le pipeline proposé devrait générer deux postes permanents durant sa période d'exploitation. GSX PL a indiqué qu'elle encouragerait l'embauche de résidents de la région, ainsi que de résidents de la C.-B. et d'autres provinces canadiennes, et qu'elle a mis en place des stratégies pour optimiser l'embauche de résidents locaux et de membres des Premières nations. De plus, les entrepreneurs locaux et autochtones seront invités à soumissionner pour des aspects du projet pour lesquels ils sont qualifiés et un registre des entreprises serait établi, contenant la liste et le profil des fournisseurs locaux éventuels de biens et services pour le projet.

Le projet générerait des recettes pour le gouvernement sous forme d'impôt sur le revenu des particuliers, de taxes de vente provinciales, d'impôts fonciers, d'impôt sur le capital libéré des sociétés de la C.-B. et d'impôt des sociétés. L'assiette fiscale opérationnelle à long terme de la province augmenterait également.

À l'audience, M. Campbell et Northern Pipeline Projects Limited ont émis l'opinion que l'on devrait avoir recours à des travailleurs canadiens pour la construction du tronçon marin du pipeline proposé. GSX PL a expliqué que le type de barges de pose qui seront utilisées pour la construction du tronçon marin sont des navires spécialisés. Un nombre limité de barges de pose sont disponibles dans le monde, et aucune d'entre elles n'est exploitée par des entreprises canadiennes. GSX PL a indiqué que les services de ces navires sont habituellement retenus avec ceux de leur équipage et que GSX PL ne serait pas en mesure d'influer sur l'embauche de travailleurs locaux pour ces barges. Les soudeurs à bord de ces navires seraient qualifiés pour travailler tant au Canada qu'aux É.-U.; par conséquent, le même équipage travaillerait aux tronçons canadien et américain.

Le Vancouver Island Advanced Technology Centre (VIATEC), un organisme qui fait la promotion des technologies nouvelles et en favorise le développement sur l'île de Vancouver, a manifesté son appui au projet. Il a déclaré qu'un approvisionnement d'électricité fiable à un coût raisonnable est nécessaire pour répondre aux besoins de l'économie de l'île en pleine croissance. Le secteur de la haute technologie, qui génère des rentrées que d'aucuns estiment à plus d'un milliard de dollars canadiens annuellement, contribue largement à cette croissance. Le VIATEC a fait remarquer que ses membres s'inquiètent de l'éventualité de pannes de courant et que plusieurs solutions durables d'alimentation en électricité future, notamment les centrales dont le combustible serait acheminé grâce au projet, sont essentielles pour répondre aux besoins de ses membres et pour fournir de nouveaux emplois en grand nombre en C.-B.

Pour ce qui est des avantages du projet pour les Premières nations, GSX PL a affirmé qu'elle avait eu des échanges avec des Premières nations afin d'y trouver de la main-d'œuvre qualifiée

et qu'elle les encouragera à tirer profit des occasions sur le plan socio-économique que pourrait présenter le projet (voir la section 3.3.2 des Motifs de décision.)

Les 24 février et 11 mars 2003, la Commission a reçu des lettres de la Première nation Tseycum, des Tribus Cowichan et de l'Alliance Sencot'en indiquant qu'elles avaient conclu une entente avec GSX PL et que leurs préoccupations avaient été résolues. De plus, l'Alliance Sencot'en a demandé que la Commission intègre les conditions énoncées à l'annexe A de son entente avec le demandeur dans toute autorisation que la Commission pourrait accorder au projet.

Opinion de la Commission

La Commission croit que, dans la mesure du possible, le projet maximiserait les avantages pour les collectivités locales et régionales, y compris celles des Premières nations. De plus, étant donné le nombre relativement modeste des travailleurs qui viendront de l'extérieur de la région et la courte durée des activités de construction, le projet ne devrait pas entraîner d'effets négatifs importants sur les services et l'infrastructure des collectivités locales.

En ce qui concerne la demande de l'Alliance Sencot'en de faire intégrer les conditions énoncées à l'annexe A de son entente avec le demandeur dans toute autorisation pouvant être accordée au projet, la Commission constate que cette annexe A fait partie d'une entente officielle privée entre GSX PL et l'Alliance Sencot'en. En cas de différend découlant de cette entente, l'Office ne pourrait jouer un rôle de médiateur ni résoudre le différend. C'est plutôt un tribunal compétent qui pourrait régler le différend ou faire exécuter l'entente. La Commission a donc décidé de ne pas intégrer les conditions de cette entente aux conditions dont le certificat serait assorti.

3.3 Consultation publique

3.3.1 Préavis public

Les *Directives concernant les exigences de dépôt* de l'Office national de l'énergie (1995) (Directives) exigent qu'un demandeur mette en œuvre un programme de préavis public (PP) afin d'expliquer le projet, ses effets environnementaux et socio-économiques éventuels et donner l'occasion d'émettre ses commentaires. Ce programme doit également donner l'occasion aux parties intéressées de cerner les problèmes et préoccupations associés au projet, et au demandeur de tenter de résoudre ces problèmes.

Le programme de PP et le programme de participation du public de GSX PL ont donné l'occasion aux parties intéressées de participer aux discussions portant sur le choix du corridor, ainsi que sur la définition préliminaire et définitive du tracé. GSX PL a déclaré que son programme de participation du public est encore en vigueur et a fourni de la documentation à l'appui.

Les processus de consultation publique sont décrits plus en détail à la section 15.2 du Rapport de la CEC.

3.3.2 Consultation des Premières nations

Dans sa demande, GSX PL a fait mention de huit Premières nations ayant des intérêts dans la zone du projet : les Premières nations Pauquachin, Tsartlip, Tsawout, Semiahmoo, Tseycum, Malahat et Tsawwassen, ainsi que les Tribus Cowichan. Le 26 avril 2001, les quatre premières ont signé un protocole d'accord indiquant notamment qu'elles collaboreraient au projet et qu'elles seraient désignées par l'expression Alliance Sencot'en. La consultation entre les Premières nations et BC Hydro, qui représentait GSX PL, a débuté à la fin de 1999 et s'est poursuivie durant toute l'instance GH-4-2001.

Les Tribus Cowichan, la Première nation Tseycum et l'Alliance Sencot'en ont fait savoir que le projet aurait des répercussions sur leurs droits ancestraux et issus de traités. Elles ont également fait valoir que rien dans la demande n'indiquait qu'une consultation par la Couronne avait eu lieu. C'est pourquoi, en janvier 2002, la Commission a présenté aux intervenants fédéraux et provinciaux représentant la Couronne et à GSX PL une DR sur les activités entreprises pour remplir toute obligation de la Couronne de consulter les Premières nations. Les réponses à cette demande indiquaient qu'aucune consultation par la Couronne n'avait eu lieu.

La Commission a participé à deux séances de consultation pour entendre des exposés sur les questions intéressant les Premières nations à Duncan et à Sidney (C.-B.), en janvier 2002, dans le cadre de son processus de consultation publique sur les renseignements nécessaires et les questions à prendre en considération dans le cadre de l'audience. Lors de ces séances de consultation, la Commission a entendu les Premières nations exprimer leur préoccupation devant le fait que, malgré que BC Hydro les avait rencontrées à plusieurs reprises, ces rencontres ne satisfaisaient pas à l'obligation de la Couronne de consulter les Premières nations. Elles ont fait valoir que l'obligation de les consulter découlait de ce que les deux tracés, marin et terrestre, traversaient leur territoire traditionnel et que cela aurait des répercussions sur leurs droits, qu'il s'agisse de droits reliés aux traités Douglas[25] ou de droits ancestraux. Après les séances de consultation publique, la Commission a modifié la liste des questions pour y inclure les points suivants :

- le caractère adéquat de la consultation avec les représentants des Premières nations au sujet du projet proposé;
- les effets potentiels du projet sur les Premières nations, leurs collectivités, leurs activités d'utilisation traditionnelle ainsi que leurs intérêts ancestraux et issus de traités.

Au départ, les Tribus Cowichan, l'Alliance Sencot'en et la Première nation Tseycum sont intervenues dans l'instance. Plus tard dans le processus, la Première nation Snuneymuxw a demandé et obtenu la qualité d'intervenant.

---

[25] Les traités Douglas sont des traités signés avant la Confédération entre la Couronne et certaines Premières nations de l'île de Vancouver. Ils prévoient notamment « toute liberté de chasser sur les terres non habitées et de pêcher comme autrefois ».

Le 4 mars 2002, l'Office, indépendamment de l'instance GH-4-2001, a publié des Directives sur la consultation des peuples autochtones. La Commission a résumé ces directives de la façon suivante dans sa lettre du 8 mars 2002 à GSX PL :

> [Traduction] *Ces directives constituent une déclaration de la position de l'Office national de l'énergie (l'Office) concernant l'obligation fiduciaire de la Couronne de consulter les Premières nations. En gros, les directives indiquent que l'Office, en qualité de tribunal quasi-judiciaire, n'a pas l'obligation fiduciaire de consulter les Premières nations dont les droits pourraient être enfreints par les effets d'une décision qu'il pourrait prendre sur une demande relative à des installations. L'Office est plutôt d'avis qu'avant de rendre une décision dans une cause où un droit ancestral ou conféré par traité pourrait être enfreint par cette décision, il a la responsabilité de s'assurer que la Couronne a consulté adéquatement les Premières nations. Les directives affirment également que les demandeurs doivent communiquer avec le ministère ou l'organisme de la Couronne intéressé pour s'assurer que les consultations requises ont lieu et prendre des dispositions pour que les renseignements relatifs à ces consultations soient déposés auprès de l'Office.*

Dans sa lettre du 8 mars 2002 à GSX PL, la Commission a indiqué qu'elle partageait la position de l'Office énoncée dans les Directives sur la consultation et qu'elle s'attendait à ce que, avant le début de l'audience, GSX PL fournisse des preuves que cette consultation a eu lieu.

Au cours de cette instance, la Cour d'appel de la Colombie-Britannique a pris trois décisions importantes sur la consultation avec les Premières nations en vertu de l'article 35 de la *Loi constitutionnelle*. Dans la cause *Taku River Tlingit First Nation c. Ringstad*[26], la Cour d'appel a rejeté l'argument de la Couronne voulant que l'obligation de consulter les Premières nations ne soit déterminée que si un droit ancestral avait été établi dans le cadre d'instances judiciaires. Cette position a été développée ultérieurement par la Cour d'appel dans la cause *Haida I*[27]. Dans cette cause, la Cour a estimé que l'obligation de consulter les Premières nations résidait dans l'obligation fiduciaire de la Couronne fédérale et de la province envers les Autochtones et que l'existence de cette obligation ne dépendait pas d'instances judiciaires définissant des droits ancestraux. De plus, d'après la Cour d'appel, l'obligation de consulter les Premières Nations comprend une obligation de tenir compte de leurs préoccupations. La Cour d'appel a déterminé que ces deux obligations sont proportionnelles au bien-fondé éventuel des revendications de titres ou droits ancestraux. Dans la cause *Haida II*[28], la Cour d'appel, dans une décision majoritaire, ajoutait que l'obligation de consulter les Premières nations et de tenir compte de leurs préoccupations s'étendait aux détenteurs privés de permis de la Couronne. La Cour suprême du Canada a accordé l'autorisation d'appel dans ces deux causes.

En avril 2002, la Commission a présenté sa deuxième demande de renseignements (DR) sur les activités de consultation de la Couronne et, de plus, a demandé des observations du demandeur sur les points suivants :

---

26 [2002] 4 W.W.R. 19

27 *Haida Nation c. British Columbia and Weyerhaeuser* [2002] 6 W.W.R. 243

28 *Haida Nation c. Weyerhaeuser* [2002] 10 W.W.R. 587

- comment GSX PL veillera à ce que des preuves de consultation par la Couronne soient déposées avant le début de l'audience (prévue à ce moment-là pour le 17 juin 2002);
- la faisabilité de respecter le calendrier d'audience actuel tel que défini dans les instructions sur la procédure.

La Commission a demandé aux parties à l'instance GH-4-2001 de présenter des observations sur les réponses de GSX PL. Après examen des observations de toutes les parties, la Commission a rendu sa décision du 31 mai 2002 où elle modifiait l'échéancier pour l'instance sans fixer de date d'audience. La Commission affirmait qu'elle déterminerait les modalités relatives à l'audience sur la demande après une nouvelle série de commentaires sur la consultation. Ces commentaires seraient demandés après le dépôt de la preuve écrite des intervenants. La Commission a également affirmé qu'elle s'attendait à ce que des renseignements soient disponibles à ce moment-là sur la nature des intérêts et préoccupations des Premières nations en rapport avec les effets éventuels du projet et sur le fait qu'elles avaient ou non été consultées.

Le 1er octobre 2002, une troisième DR a été envoyée aux mêmes parties les priant d'informer la Commission sur la progression de toute activité de consultation. Une dernière DR a été adressée le 19 novembre 2002 en prévision de la décision de la Commission relativement au bien-fondé d'une audience et à la date de celle-ci. La Commission a également transmis cette DR à chacune des huit Premières nations réputées avoir des intérêts à l'égard du projet, sollicitant leurs observations sur la consultation effectuée jusqu'à cette date. En réponse à ces DR, les intervenants de la Couronne fédérale ont indiqué qu'ils avaient eu des rencontres préliminaires avec l'Alliance Sencot'en et avec les Tribus Cowichan, mais qu'aucune question de fond n'avait progressé. La Province de la Colombie-Britannique a affirmé qu'elle participerait en tant qu'observateur aux réunions de consultation avec la Couronne fédérale et que toute consultation à laquelle elle procéderait serait conforme à sa politique sur la consultation, datée de septembre 1998. L'Alliance Sencot'en, les Tribus Cowichan et la Première nation Snuneymuxw ont répondu et confirmé l'absence de progrès substantiels dans les consultations.

Le 25 novembre 2002, la Commission a sollicité des observations des parties sur l'état de préparation de la demande en vue d'en fixer la date d'audience. Après avoir examiné ces observations, dans sa lettre du 13 janvier 2003, la Commission a fixé la date d'audience; toutefois, elle a indiqué que si elle n'était pas convaincue à la conclusion de la phase de présentation de la preuve de l'audience qu'une consultation concrète des Premières nations avait eu lieu, elle n'avait pas l'intention de passer à ses délibérations finales à l'égard de la demande.

Les 28 novembre et 12 décembre 2002, les Tribus Cowichan ont informé la Commission qu'elles étaient en pourparlers actifs avec le demandeur et qu'elles avaient bon espoir que ces pourparlers mènent à une entente sur les mesures d'atténuation et les avantages. Le 24 février 2003, la Première Nation Tseycum informait également la Commission qu'elle était en pourparlers avec le demandeur, que ses préoccupations avaient été résolues en grande partie et qu'elle était d'avis qu'on l'avait consultée adéquatement.

Le 11 mars 2003, au cours de l'audience, la Commission a reçu des lettres des Tribus Cowichan et de l'Alliance Sencot'en. Les Tribus Cowichan y déclaraient avoir conclu une entente privée avec le demandeur et qu'elles s'attendaient à ce que, bien que la consultation se poursuivrait avec la Couronne, celle-ci soit limitée aux questions de mesures de compensation sur l'habitat

faunique avec le ministère des Pêches et des Océans et aux discussions avec la Province sur le tracé et la protection dans la zone du cap Keppel. Elles affirmaient être disposées à reconnaître désormais avoir été consultées adéquatement afin de permettre la délivrance d'un certificat au demandeur. Le 11 mars 2003, l'Alliance Sencot'en a informé par écrit la Commission qu'elle avait également conclu une entente avec GSX PL qui levait leurs préoccupations. Elle ajoutait qu'un processus de consultation avait été convenu avec la Couronne fédérale et la province et qu'elle était convaincue que ce processus permettrait de régler leurs préoccupations encore en suspens. Par conséquent, les Tribus Cowichan et l'Alliance Sencot'en ont annulé leurs interventions à l'instance.

Opinion de la Commission

La Commission est d'avis que toutes les Premières nations de la zone du projet ont reçu suffisamment d'information et qu'elles ont eu l'occasion d'avoir des discussions concrètes avec le demandeur sur les préoccupations qu'elles nourrissaient à propos du projet. La Commission est encouragée par le fait que le demandeur a conclu une entente avec les Tribus Cowichan, la Première nation Tseycum et l'Alliance Sencot'en relativement au projet. Les trois groupes ont annulé leurs interventions et indiqué à la Commission que leurs préoccupations avaient été résolues adéquatement ou que des discussions étaient en cours et qu'elles avaient bon espoir que leurs préoccupations seraient traitées adéquatement. À la lumière de la position de ces Premières nations, la Commission n'a pas jugé nécessaire de se pencher davantage sur la question de la consultation des Premières nations par la Couronne dans la présente instance ni dans les Motifs de décision.

En ce qui a trait à la Première nation Snuneymuxw, la Commission constate que ses préoccupations portaient principalement sur la centrale VIGP proposée. Bien que la Commission ait décidé de se pencher sur les effets environnementaux des émissions de la centrale VIGP en vertu de la Loi sur l'ONÉ, elle n'a pas procédé à une évaluation environnementale complète de la centrale VIGP, pas plus qu'elle n'a le pouvoir d'approuver ou de réglementer ce projet. La Première nation Snuneymuxw a participé au processus d'examen provincial et n'a participé ni aux consultations de la Couronne relatives au projet, ni à l'audience.

3.4 Questions de tracé et de terrains

Les préoccupations soulevées par les intervenants au sujet des questions de tracé et de terrains touchaient principalement le processus de sélection du tracé, les exigences reliées aux terrains, le processus d'acquisition de terrains et des questions particulières découlant de l'obligation légale d'une zone de sécurité de 30 m autour du gazoduc.

GSX PL a procédé en définissant d'abord un corridor, puis un tracé à l'intérieur de ce corridor. Ainsi, le corridor marin défini par GSX PL correspondait à une bande de 600 m de large, tandis que le tracé correspondait à une servitude permanente de 10 à 50 m dont le gazoduc constituait le

centre. Le corridor terrestre défini par GSX PL correspondait à une bande de 200 m de large, tandis que le tracé terrestre correspondait à l'emprise nécessaire pour la construction consistant en une servitude permanente de 16 m, d'une zone de travail temporaire supplémentaire de 7 à 10 m et, au besoin, de toute autre espace de travail temporaire. Les processus de sélection des corridors et des tracés sont décrits à la section 2.3.1 - Corridors et tracés du Rapport de la CEC.

Le pipeline proposé exigerait une nouvelle emprise permanente et une aire de travail temporaire pour la construction. Le tronçon marin exigerait une servitude de 10 m de large, à l'exception d'un segment à proximité de la réserve écologique 67, qui exigerait une servitude de 50 m de large. Comme le tronçon marin du pipeline serait installé par un navire à positionnement dynamique, une aire de travail supplémentaire à l'extérieur de la servitude permanente n'est pas nécessaire. Le tronçon terrestre exigerait une servitude permanente de 16 m de large avec une zone de travail de 10 m sur des terres agricoles et de 7 m sur d'autres terrains. Une aire de travail supplémentaire serait nécessaire pour faciliter la construction en certains endroits, comme les routes, les passages à niveau, les franchissements de cours d'eau, les flancs de coteau, les pentes raides, les aires de transit et le FDH au franchissement du littoral de Manley Creek. Les installations d'interconnexion de GSX PL avec le réseau de Centra seraient situées sur un terrain de 2,38 hectares.

GSX PL a déposé des exemples de documents d'acquisition de terrains comme preuve de conformité avec les articles 86 et 87 de la Loi sur l'ONÉ et indiqué qu'elle procéderait à l'acquisition de terrains conformément à la Loi sur l'ONÉ et selon les pratiques établies dans l'industrie. La zone de sécurité de 30 m correspond à une exigence de la loi visant à protéger le pipeline de tout dommage par une tierce partie qui pourrait porter préjudice à l'environnement ou mettre le public en danger. Le paragraphe 112(1) de la Loi sur l'ONÉ, sous réserve des dispositions du paragraphe 112(5), interdit la construction d'installations au-dessus, au-dessous ou le long d'un pipeline, ou de se livrer à des travaux d'excavation, avec de l'équipement motorisé ou des explosifs, dans un périmètre de 30 m autour d'un pipeline. Dans le cadre de son programme de participation du public, GSX PL a consulté les propriétaires des terrains qui pourraient être nécessaires pour le pipeline et avec les propriétaires des terrains qui pourraient être touchés par l'exigence du périmètre de 30 m. GSX PL a distribué des exemplaires de bulletins et de guides de l'Office qui expliquent les droits et les recours des propriétaires fonciers et les a informés des procédures et des principes qu'elle suivrait au cours des processus d'approbation du projet de pipeline et d'acquisition des terrains.

Les agriculteurs et les propriétaires fonciers touchés par l'emprise proposée ont formé une association appelée Vancouver Island Pipeline Landowners Association (VIPLA), qui représente plus de la moitié des 23 propriétaires dont les terrains seraient traversés par l'emprise. La VIPLA s'inquiétait du caractère adéquat de la largeur de l'emprise pour le pipeline proposé et de l'exigence d'une zone de travail temporaire. La VIPLA était également préoccupée par certaines conditions des conventions de servitude, comme la largeur, les questions d'indemnisation, l'accès aux terrains adjacents en cas d'urgence, la cessation de l'exploitation et le fait que les propriétaires auraient à demander la permission de GSX PL avant de céder d'autres intérêts fonciers. La VIPLA et d'autres propriétaires fonciers ont exprimé leur préoccupation à propos des effets éventuels sur les activités agricoles que pourraient avoir la construction et l'exploitation d'un pipeline construit sur leurs propriétés. De plus, la VIPLA a proposé de

désigner une tierce partie qui représenterait les propriétaires fonciers, surveillerait la construction et servirait d'agent de liaison entre les propriétaires fonciers et GSX PL.

M[me] McLennan s'est dite préoccupée du fait que les propriétaires fonciers aient à accepter une servitude sans avoir vu ni signé le rapport d'arpentage et que le processus d'acquisition de terrains ait commencé avant toute autorisation de l'Office.

La VIPLA, d'autres propriétaires fonciers, les propriétaires de terrains adjacents et des intervenants s'inquiétaient de ce que le paragraphe 112(1) impose l'exigence de demander la permission avant d'effectuer des travaux d'excavation ou de construction dans un périmètre de 30 m autour du gazoduc. Leurs préoccupations englobaient leurs droits de propriété, les délais de réponse de l'entreprise et la restriction des activités dans la zone de sécurité de 30 m. GSX PL a répondu qu'il n'y aurait pas de restriction sur l'aménagement à l'intérieur de la zone de sécurité de 30 m. La seule exigence était que quiconque prévoyant des travaux d'excavation avec de l'équipement motorisé ou des explosifs à l'intérieur de la zone de sécurité devait d'abord obtenir la permission de GSX PL. De plus, du personnel opérationnel de GSX PL en poste sur l'île de Vancouver répondrait aux demandes de permission d'excavation dans le périmètre de 30 m.

Opinion de la Commission

La Commission a examiné les effets éventuels de la construction du pipeline proposé pour les propriétaires fonciers touchés, notamment en ce qui a trait à la grandeur de terrain nécessaire pour les servitudes, aux documents d'acquisition de GSX PL et au processus d'acquisition, et aux effets éventuels sur les activités agricoles.

La Commission constate que la VIPLA et GSX PL ont conclu un règlement sur les questions de propriété foncière, dont le caractère adéquat de la largeur de l'emprise, les conventions de servitude et les effets potentiels sur les activités agricoles. L'annexe des questions résolues, déposée auprès de la Commission au début de l'audience, présentait la liste des ententes conclues pour chacune des préoccupations soulevées par la VIPLA.

La Commission estime que les exigences prévues par GSX PL relativement aux servitudes sont raisonnables et justifiées dans le cadre de la présente demande et elle n'a aucune réserve quant au processus d'acquisition. La Commission a conclu dans le Rapport de la CEC que les critères utilisés pour la sélection du corridor et du tracé général privilégiés étaient appropriés. De plus, elle estime que le tracé général du pipeline proposé est acceptable.

Pour ce qui est de la zone de sécurité de 30 m, la Commission indique que le but premier de l'article 112 de la Loi sur l'ONÉ, ainsi que celui du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipelines*, est d'assurer la sécurité du public et l'exploitation en toute sécurité de tout pipeline relevant de l'Office. La zone de sécurité de 30 m est une

exigence légale visant à protéger un pipeline de dommages occasionnés par des tiers et pouvant porter préjudice à l'environnement ou mettre le public en danger. Ces dispositions ne créent pas d'intérêt foncier, pas plus qu'elles n'empêchent les propriétaires fonciers d'exercer la plupart des activités sur leur propriété. En ce qui a trait à la responsabilité des propriétaires fonciers de demander la permission avant des travaux d'excavation ou de construction avec de l'équipement motorisé ou des explosifs dans les 30 m des limites de l'emprise, la Commission souligne que cette exigence vise à protéger les personnes qui travaillent à proximité du pipeline. Le *Règlement sur le croisement de pipe-lines* définit les étapes à suivre par une tierce partie et la société pipelinière pour protéger le pipeline et, par conséquent, le public et l'environnement, de tout dommage pouvant résulter de travaux non autorisés d'excavation ou de construction.

La zone de sécurité de 30 m ne doit pas être confondue avec l'emprise acquise par la société pipelinière pour la construction, l'exploitation et l'entretien de son pipeline. À l'intérieur de l'emprise, de nombreuses activités sont interdites aux propriétaires fonciers et la société pipelinière acquiert un intérêt foncier afférent à cette emprise conformément à la convention de servitude. Par contre, dans la zone de sécurité de 30 m, la société pipelinière ne détient aucun intérêt foncier et les propriétaires fonciers peuvent continuer à mener leurs activités habituelles, sous réserve des dispositions de l'article 112 de la Loi sur l'ONÉ et du *Règlement sur le croisement de pipe-lines* connexe.

Chapitre 4

Transport, droits et tarifs, et questions financières

4.1 Questions financières

4.1.1 Financement du projet

BC Hydro financera la construction du projet pour le compte de GSX PL. Une fois le pipeline proposé mis en service, ce financement est censé être remplacé par un financement à caractère permanent. On prévoit que 70 % du capital serait constitué d'emprunts et que le reste du financement consisterait en des apports de capital par les associés de GSX PL. Powerex, filiale en propriété exclusive de BC Hydro, a souscrit toute la capacité initiale de transport garanti sur le pipeline proposé pour une période de 30 ans.

En réponse à des questions de la GSXCCC au sujet de la situation financière courante de Williams, les témoins de GSX PL ont indiqué que Williams se départit actuellement de ses biens non essentiels. En plus de disposer de fonds suffisants pour rembourser toutes ses dettes exigibles en 2003 et 2004, Williams s'attend à avoir un solde de caisse de 1,65 milliard de dollars US à la fin de 2004. En outre, les ententes établies prévoient que, si Williams devenait insolvable, BC Hydro aurait le droit d'acheter sa participation dans le pipeline proposé à la valeur comptable des actifs en question.

4.1.2 Structure d'entreprise

Le projet Georgia Strait Crossing est une initiative conjointe de BC Hydro et de Williams, qui posséderont chacune environ la moitié de l'ensemble du projet (parties canadienne et américaine combinées) par le biais d'une société en commandite.

GSX Canada LP est la société en commandite qui détiendrait le pipeline proposé (c'est-à-dire la partie canadienne du projet Georgia Strait Crossing). GSX PL est le commandité, tandis que GSX Holdings Ltd. et Williams GSX (Canada) Inc. sont les commanditaires de GSX Canada LP. GSX PL et GSX Holdings Ltd. appartiennent en propriété exclusive à BC Hydro et, ensemble, détiennent une participation de 98 % dans GSX Canada LP. Les deux pour cent qui restent appartiennent à Williams, par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive Williams GSX (Canada) Inc. La structure d'entreprise est représentée à la figure 4-1 conçue par la Commission.

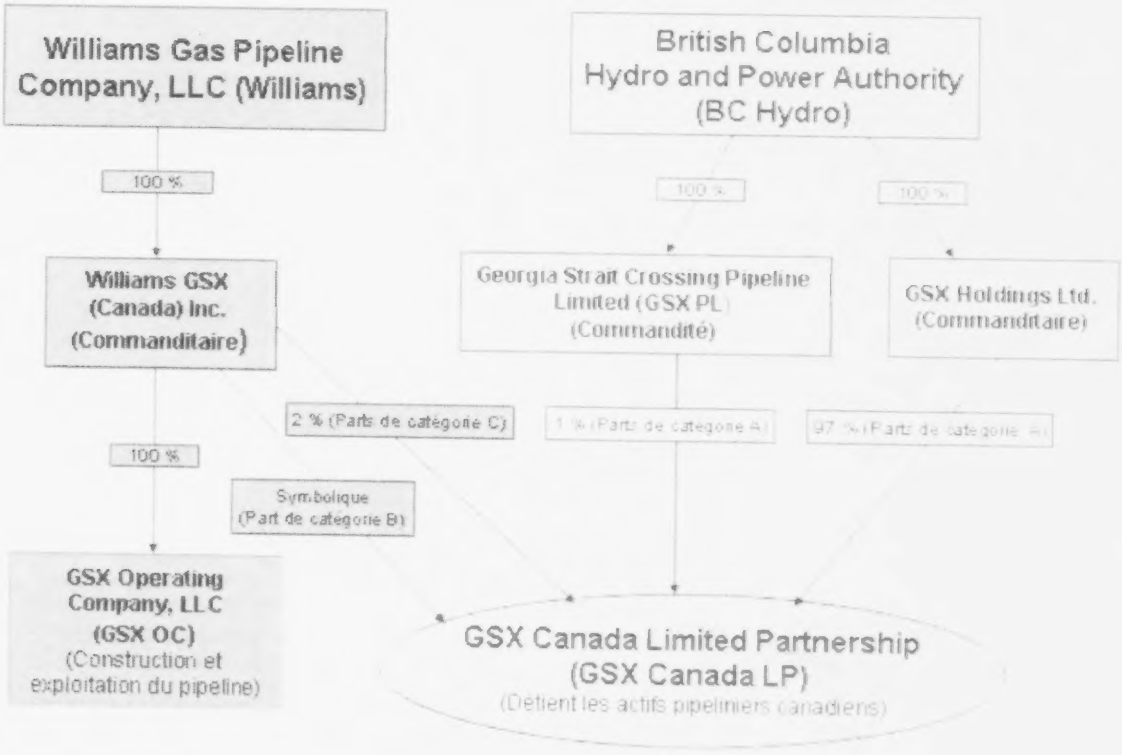
Le commandité, GSX PL, détiendrait les actifs du pipeline proposé au nom de la société en commandite et pour le compte des commanditaires. GSX PL serait titulaire du certificat autorisant la construction et l'exploitation du pipeline proposé au nom du propriétaire, GSX Canada LP.

À titre d'exploitant, GSX PL a retenu les services de GSX OC, une affiliée de Williams, pour qu'elle exerce des activités d'approvisionnement technique et de gestion de la construction au

cours des travaux de construction du pipeline et assure l'exploitation de ce dernier après sa mise en service.

GSX PL a fourni des précisions sur la structure de l'entreprise, les diverses entités en faisant partie et leur situation financière, et a indiqué les noms des administrateurs et propriétaires de ces entités. Mme McLennan, Shadybrook Farm et Braithwaite Estates trouvaient que la structure de l'entreprise était complexe et conçue pour mettre BC Hydro et Williams à l'abri de toute responsabilité en cas d'incident ou de défaillance. Mme McLennan a laissé entendre que la structure de l'entreprise était conçue pour distancer BC Hydro et Williams du projet et de toute responsabilité s'y rattachant.

Figure 4-1
Pipeline GSX Canada – Propriété et exploitation



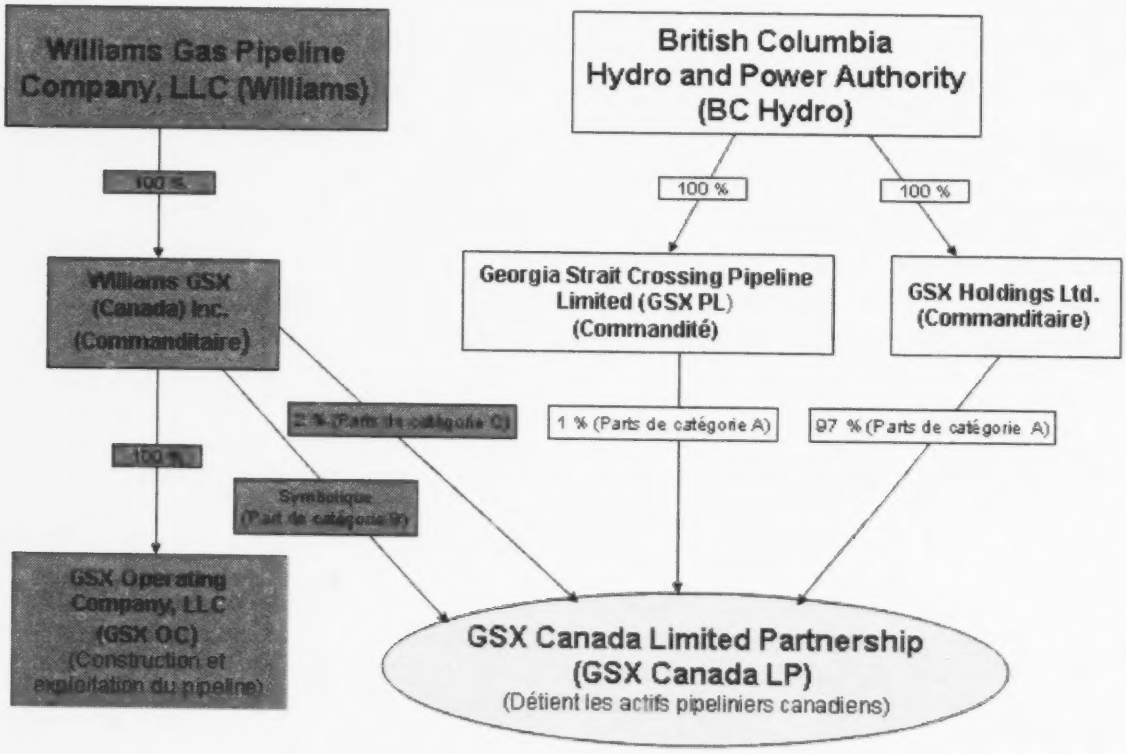
4.2 Capacité du promoteur de gérer les risques et les responsabilités financières

GSXCCC, Shadybrook Farm, Braithwaite Estates et Mme McLennan ont exprimé des inquiétudes au sujet de la capacité de GSX PL d'assumer ses responsabilités financières si une défaillance du pipeline, un défaut de fonctionnement ou un incident survenait pendant la construction, l'exploitation ou la désaffectation du projet.

cours des travaux de construction du pipeline et assure l'exploitation de ce dernier après sa mise en service.

GSX PL a fourni des précisions sur la structure de l'entreprise, les diverses entités en faisant partie et leur situation financière, et a indiqué les noms des administrateurs et propriétaires de ces entités. Mme McLennan, Shadybrook Farm et Braithwaite Estates trouvaient que la structure de l'entreprise était complexe et conçue pour mettre BC Hydro et Williams à l'abri de toute responsabilité en cas d'incident ou de défaillance. Mme McLennan a laissé entendre que la structure de l'entreprise était conçue pour distancer BC Hydro et Williams du projet et de toute responsabilité s'y rattachant.

Figure 4-1
Pipeline GSX Canada – Propriété et exploitation



4.2 Capacité du promoteur de gérer les risques et les responsabilités financières

GSXCCC, Shadybrook Farm, Braithwaite Estates et Mme McLennan ont exprimé des inquiétudes au sujet de la capacité de GSX PL d'assumer ses responsabilités financières si une défaillance du pipeline, un défaut de fonctionnement ou un incident survenait pendant la construction, l'exploitation ou la désaffectation du projet.

GSX PL a indiqué dans sa réponse à une DR qu'elle allait faire souscrire une assurance tous risques des entrepreneurs de construction d'un montant suffisant pour couvrir le coût des ouvrages jusqu'à concurrence de la valeur de remplacement totale des biens assurables. Elle se procurerait également une assurance-propriété tous risques d'un montant qui couvrirait tous les risques assurés liés à l'exploitation du projet jusqu'à concurrence de la valeur de remplacement complète des biens assurables. GSX PL a fait savoir en outre qu'elle souscrirait une assurance-responsabilité générale ou excédentaire d'un montant d'au moins 75 millions de dollars par événement et pour l'ensemble des blessures corporelles, y compris la mort, et des dommages matériels. Cette assurance serait en place tout au long de la construction, de la mise en service et de l'exploitation subséquente. GSX PL a ajouté que son évaluation des risques était fondée sur l'avis de courtiers d'assurance et sur leur évaluation de la responsabilité maximale probable en cas de perte. GSX PL a affirmé que selon elle, ces assurances couvraient adéquatement les responsabilités futures et que d'autres garanties n'étaient pas nécessaires. Les limites assurées en cas de séisme, de mouvement du sol, d'activité volcanique, de tsunami et de sinistres semblables dépendraient de ce qui est offert au moment de souscrire l'assurance.

GSX PL s'est basée sur les analyses des agences de notation, telles que AM Best, pour choisir ses assureurs. Elle n'a retenu que des assureurs ayant au moins la cote A-VIII (excellent). Les assureurs choisis ont reçu la cote A-XI et A-XIV de l'agence AM Best, lesquelles dépassent largement la cote A-VIII.

GSX PL a déclaré qu'elle entend gérer les risques et ses responsabilités financières en complétant la couverture obtenue au moyen de garanties, d'indemnités et de garanties de bonne exécution, ou de lettres de crédit. La bonne exécution du contrat de GSX OC est garantie par Williams pour la valeur de 22,5 millions de dollars CAN. GSX PL a ajouté que les entrepreneurs l'indemniseront pour certains types de pertes et de dommages, et que certains d'entre eux fourniront des garanties de bonne exécution ou des lettres de crédit au moment de la construction et de la désaffectation.

GSX PL a souligné qu'en plus des assurances et des garanties écrites dont il est question ci-dessus, il faut compter les avoirs de GSX Holdings Ltd. et de Williams GSX (Canada) Inc., qui seraient propriétaires des actifs du pipeline. Ces actifs seraient appréciables une fois la construction terminée.

4.3 Transport, droits et tarifs

Powerex a souscrit toute la capacité initiale disponible sur le pipeline proposé. GSX PL et Powerex ont négocié les principes qui détermineraient le droit que Powerex aurait à payer pour le service garanti. Un service de transport interruptible serait offert suivant les modalités précisées dans le Tarif de transport du gaz (Gas Transportation Tariff).

4.4 Forme de réglementation

GSX PL a demandé que l'Office considère le pipeline proposé comme un pipeline relevant du Groupe 2 aux fins de la réglementation des droits et du tarif. L'Office réglemente les services de transport, les droits et les tarifs des sociétés du Groupe 2 en fonction des plaintes qu'il reçoit. GSX PL a soutenu, à l'appui de sa demande, que le pipeline proposé est beaucoup moins gros

que les pipelines du Groupe 1 soumis à la réglementation de l'Office. Elle a aussi mentionné qu'il n'y aurait au départ qu'un seul expéditeur du service garanti et qu'elle-même et l'expéditeur avaient négocié les principes qui gouverneraient les droits à payer par l'expéditeur au titre du service de transport garanti.

Plusieurs intervenants ont fait valoir que l'expéditeur, Powerex, n'aurait pas intérêt à déposer une plainte contre une société dans laquelle sa société mère, BC Hydro, détient une participation importante et que, par conséquent, le coût réel du service serait passé à Powerex sans qu'il y ait contrôle indépendant.

Opinion de la Commission

Compte tenu des actifs considérables de BC Hydro, une des entités qui parraine le projet, la Commission constate qu'il ne semble pas y avoir d'obstacle à la mobilisation des fonds nécessaires pour financer la construction du pipeline proposé.

La Commission constate que la structure de l'entreprise responsable du projet est complexe, mais que toute société est libre d'organiser ses affaires commerciales comme il lui semble indiqué dans les circonstances. Il n'est pas inhabituel qu'une société pipelinière prenne des engagements contractels avec d'autres entreprises en vue de construire ou d'exploiter un pipeline. Il n'y a aucune indication, dans la preuve déposée, que la structure d'entreprise choisie résulte du désir de créer une structure commerciale excessivement complexe dans le but de limiter la responsabilité du demandeur d'une manière inappropriée. La Commission s'attend à ce que GSX PL souscrive et maintienne des garanties d'assurance suffisantes pour assumer toute responsabilité et tout risque financier éventuels associés aux défaillances, aux défauts de fonctionnement ou aux accidents qui pourraient survenir durant la construction, l'exploitation et la désaffectation du pipeline proposé.

En vertu de la Loi sur l'ONÉ, la réglementation des sociétés du Groupe 2 en ce qui concerne les questions financières est effectuée en fonction des plaintes adressées à l'Office et comporte peu d'exigences en ce qui touche la présentation de renseignements financiers. Comme le pipeline que propose GSX PL est plus petit que les gazoducs du Groupe 1 réglementés par l'Office, et qu'il ne compterait au départ qu'un seul expéditeur, la Commission estime qu'il convient de réglementer GSX PL comme une société du Groupe 2 aux termes de la Loi sur l'ONÉ. À cet égard, GSX PL serait obligée de tenir des livres comptables de la manière prescrite par le *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* et de déposer annuellement ses états financiers vérifiés.

GSX PL a déposé le Tarif de transport du gaz du pipeline proposé et a indiqué qu'un service de transport interruptible serait offert. La rubrique Conditions générales (General Terms and Conditions) du Tarif prescrit la

manière dont serait déterminé le droit à payer pour ce service. Dans l'éventualité où un tiers demanderait des services sur le pipeline de GSX PL, cette dernière serait tenue de déposer un tarif et un barème des droits suivant le paragraphe 60(1) de la Loi sur l'ONÉ. De plus, il faudrait que le tarif inclue la note explicative figurant à l'annexe B du *Protocole sur la réglementation des sociétés du Groupe 2*, laquelle indiquerait que les personnes qui ne peuvent s'entendre avec GSX PL sur des questions de transport, de droits ou de tarifs peuvent déposer une plainte auprès de l'Office.

Chapitre 5

Approvisionnement, marchés et faisabilité économique

5.1 Justification du projet

Aux termes d'une entente préalable conclue avec GSX Canada LP, Powerex a réservé une capacité de transport garantie de 100, 97 TJ/j pour une période de 30 ans à l'égard du pipeline proposé. Cette capacité représente la capacité initiale entière du pipeline et elle servirait avant tout à assurer l'alimentation de deux centrales électriques au gaz sur l'île de Vancouver. L'une d'elles, la centrale ICP, actuellement en service, est alimentée par le réseau de Centra. L'autre, la centrale VIGP, fait l'objet d'un projet pour lequel une demande a été soumise à la Utilities Commission de la Colombie-Britannique (BCUC) au moment de l'audience GH-4-2001. GSX PL a déclaré qu'elle ne réaliserait sans doute pas le projet à l'étude si le projet de la centrale VIGP n'obtenait pas l'aval des autorités réglementaires provinciales[29].

GSX PL a soutenu que le pipeline proposé :

- constituerait un nouvel équipement de transport pour l'approvisionnement de l'île de Vancouver en gaz naturel;
- améliorerait la sûreté d'approvisionnement de l'île de Vancouver en gaz naturel du fait qu'il emprunterait un corridor différent pour atteindre l'île;
- fournirait la possibilité d'augmenter à faible coût la capacité de transport du gaz naturel vers l'île de Vancouver;
- augmenterait la capacité et la flexibilité d'exploitation du réseau de transport et de distribution du gaz naturel qui dessert actuellement l'île de Vancouver;
- réduirait le risque d'insuffisance de l'approvisionnement en gaz naturel sur le marché de la région de Victoria grâce à une interconnexion avec le réseau de Centra près de cette zone à fort débit;
- améliorerait la liquidité du carrefour commercial Sumas/Huntingdon;
- fournirait des possibilités d'emploi, d'affaires et d'approvisionnement en C.-B.;
- produirait des recettes fiscales supplémentaires pour la C.-B.

GSX PL a également fait valoir que le pipeline GSX US pourrait attirer de nouveaux expéditeurs, si l'on songe que d'importants besoins en gaz pourraient se manifester dans la partie ouest de l'État de Washington. Ces nouveaux expéditeurs représenteraient pour le projet Georgia Strait Crossing des bénéfices supplémentaires plus importants que les coûts supplémentaires des

29 VIGP a déposé une demande auprès de la BCUC en mars 2003. À cet égard, consulter l'Opinion de la Commission à la section 5.3 - Marchés et nécessité du pipeline proposé.

augmentations de capacité, ce qui réduirait le coût global de l'approvisionnement en gaz naturel de l'île de Vancouver.

5.2 Approvisionnement en gaz

Aux termes des Directives, un demandeur est tenu de présenter une preuve quant à l'approvisionnement global en gaz et quant à l'approvisionnement de chaque expéditeur.

5.2.1 Approvisionnement individuel de chaque expéditeur

Powerex, le seul expéditeur pour le pipeline proposé, prévoit s'approvisionner en gaz naturel par voie de contrats d'achat à court et à moyen termes et effectuer ses transactions principalement sur le carrefour commercial Sumas/Huntingdon. GSX PL a indiqué que le carrefour commercial Sumas/Huntingdon est un marché qui existe depuis longtemps, qui est liquide et transparent, où s'effectuent l'achat et la vente de gaz et que Powerex n'aurait aucune difficulté à combler ses besoins en gaz sur ce carrefour. Les besoins de Powerex représenteraient 6 % environ de la capacité journalière de pointe disponible estimative du carrefour Sumas/Huntingdon. Powerex a assuré qu'elle pourrait également acheter son gaz naturel sur d'autres marchés : la station 2 en C.-B., le carrefour AECO/NIT en Alberta et des marchés situés dans l'Oregon et dans le Wyoming aux É.-U. Un approvisionnement en gaz sur les carrefours américains nécessiterait l'achat de gaz naturel par déplacement[30]. Powerex dispose actuellement d'une capacité de 54 TJ/j sur la canalisation principale sud de Westcoast (T-Sud) et d'une capacité de 44 TJ/j auprès de TransCanada PipeLines Ltd. (TransCanada) sur les réseaux de TransCanada en C.-B. et en Alberta.

En raison des modalités d'approvisionnement en gaz proposées par Powerex, GSX PL a demandé d'être exonérée de l'obligation d'information sur l'approvisionnement individuel des expéditeurs prévue aux termes des articles 3, 4 et 5 de la partie III des Directives. La Commission a accordé l'exonération le 15 mars 2002.

5.2.2 Approvisionnement global

GSX PL a fait valoir qu'il existe une preuve tout à fait convaincante de l'existence d'un approvisionnement suffisant en gaz naturel pour le pipeline. Elle a mentionné les projets d'agrandissement du réseau de Westcoast (T-Sud et deux agrandissements de T-Nord) soumis récemment et l'agrandissement Westpath de TransCanada. Ces agrandissements ont fait l'objet de contrats à long terme avec des expéditeurs. Dans le cas de l'agrandissement de T-Sud, par exemple, les contrats portaient à l'origine sur une période moyenne pondérée par le volume de 27 ans. Les engagements pris par les expéditeurs se traduisent par des coûts financiers considérables se rattachant à la passation de contrats pour une nouvelle capacité, ce qui dénote que les expéditeurs prévoient acheminer du gaz naturel pendant une longue période. GSX PL a soutenu que le carrefour Sumas/Huntingdon continuerait à attirer les producteurs, car ces

---

30 Plutôt que le gaz naturel canadien soit acheminé vers le sud aux marchés américains par le réseau Northwest Pipeline, le gaz naturel américain peut être transporté vers le nord par le même pipeline pour approvisionner des marchés américains actuellement alimentés au moyen de gaz naturel canadien exporté à partir du carrefour Sumas/Huntingdon. Le déplacement du gaz naturel fait en sorte qu'il y a plus de gaz naturel canadien disponible pour les marchés canadiens à Sumas/Huntingdon.

derniers jouissent d'un avantage sur le plan des rentrées nettes[31] en vendant leur gaz naturel sur les carrefours de l'Alberta et de la C.-B. plutôt que sur le carrefour de Dawn, en Ontario.

GSX PL a fait valoir que les perspectives à long terme pour l'approvisionnement global en énergie et pour l'approvisionnement en gaz naturel ainsi que les perspectives pour la demande au Canada et aux É.-U. autorisent à penser que le gaz naturel est une source d'énergie qui demeurera importante et se développera, et que le gaz naturel sera disponible en quantité suffisante, à prix concurrentiels, pendant toute la durée de vie du pipeline proposé.

La GSXCCC a mis en doute la preuve fournie par GSX PL relativement à l'approvisionnement en gaz. La GSXCCC a déposé une étude réalisée par GasEnergy Strategies Inc. sur l'approvisionnement en gaz, qui comporte des prévisions sur la production de gaz naturel. La GSXCCC a estimé qu'une partie seulement des documents cités par GSX PL, par exemple l'information sur l'approvisionnement de TransCanada relativement à la demande concernant Westpath, présente un intérêt pour l'étude de l'approvisionnement en gaz. Les autres documents cités par GSX PL n'étaient d'aucune utilité pour l'étude de la question de la suffisance de l'approvisionnement en gaz (p. ex. *Energy Information Administration's Annual Energy Outlook 2002 with Projections to 2020*, décembre 2001, département de l'Énergie des États-Unis). Se fondant sur son analyse, la GSXCCC a soutenu que GSX PL n'avait pas démontré l'existence d'un approvisionnement en gaz naturel suffisant pour assurer l'utilisation à long terme du pipeline proposé.

La GSXCCC a également fait référence au document de 2003 de l'Office intitulé *L'avenir énergétique du Canada : scénarios sur l'offre et la demande jusqu'en 2025, Ébauche pour consultation publique* pour étayer son opinion voulant que les réserves de gaz commercialisables restantes du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) seront entièrement épuisées à la fin de 2029 selon le scénario « Pression de l'offre » ou au début de 2033 selon le scénario « Techno-vert ». La GSXCCC a estimé que de toute évidence, la productibilité de gaz classique du BSOC diminuera à mi-chemin de la durée de vie du pipeline proposé. La GSXCCC a également soutenu que la prévision d'une spectaculaire augmentation de la production de gaz non classique extrait du BSOC relevait purement de la présomption et qu'une éventuelle augmentation des prix du gaz naturel mettrait en péril la faisabilité économique du pipeline.

M. Fisher, M^me^ McLennan et Shadybrook Farm ont utilisé la preuve soumise par la GSXCCC au sujet de l'approvisionnement en gaz à l'appui de leurs arguments concernant cette question. Ces intervenants ont indiqué que, même si la demande pour le pipeline proposé ne représenterait qu'une petite fraction du gaz naturel disponible au carrefour Sumas/Huntingdon, GSX PL pourrait être désavantagée face à la concurrence pour obtenir du gaz, alors que l'approvisionnement sera de plus en plus limité dans les années qui viennent. Ils ont soutenu que l'importance de l'approvisionnement en gaz disponible pour le pipeline proposé a été exagérée par GSX PL et que la dépendance vis-à-vis de l'approvisionnement en gaz constitue, pour la sûreté de l'approvisionnement de l'île de Vancouver en électricité, un risque qui peut être évité. La preuve, ont-ils ajouté, autorise à penser que la diminution de l'approvisionnement en gaz rendrait nécessaire le forage de nouveaux puits, plus coûteux, ce qui aurait pour conséquence de faire augmenter le prix du gaz. Ainsi, il pourrait arriver que Powerex ne puisse respecter

31 On obtient les prix fondés sur les rentrées nettes en soustrayant du prix de vente du gaz sur le marché final le coût du transport entre le bassin d'approvisionnement et le marché final.

intégralement ses engagements, étant donné les contraintes auxquelles est soumis son budget d'exploitation et la diminution de l'approvisionnement en gaz.

Opinion de la Commission

La Commission considère le carrefour Sumas/Huntingdon comme un carrefour commercial viable pour la vente et l'achat de gaz naturel. Il existe un stimulant économique qui incite les producteurs à continuer d'acheminer du gaz sur le marché Sumas/Huntingdon plutôt que sur le marché, plus éloigné, de Dawn, en Ontario. Ce stimulant économique continuera d'inciter les producteurs à vendre leur gaz sur le carrefour Sumas/Huntingdon pendant toute la durée de vie du pipeline. En outre, Powerex aurait accès non seulement au gaz du carrefour Sumas/Huntingdon, mais également au gaz de l'Alberta.

Les besoins de Powerex représenteraient environ 101 TJ/j (95,7 $10^6 pi^3/j$), soit approximativement 0,6 % du débit de production du BSOC, que l'on évalue à 17 400 TJ/j (16 500 $10^6 pi^3/j$). Selon la Commission, Powerex serait en mesure de respecter ses engagements contractuels en matière de transport au moyen de contrats d'achat de gaz naturel à court et à moyen termes en effectuant ses transactions principalement sur le carrefour Sumas/Huntingdon.

En ce qui concerne l'approvisionnement global, la Commission a entendu la preuve concernant le fait que de nouvelles sources d'approvisionnement, à différents stades de développement, s'ajouteront aux sources de production classiques actuelles du BSOC. La Commission estime qu'un approvisionnement classique et un nouvel approvisionnement seront accessibles pour le marché nord-américain pendant la durée de vie du pipeline proposé et que celui-ci disposera donc d'un approvisionnement suffisant.

5.3 Marchés et nécessité du pipeline proposé

5.3.1 Demande de gaz sur l'île de Vancouver

Contexte

Dans sa décision rendue le 20 janvier 2003, la Commission a souligné l'important degré d'interconnexion de plusieurs sociétés engagées de diverses façons dans le projet. BC Hydro détient 100 % de GSX Holdings Ltd. et de GSX PL, et ces deux sociétés détiennent respectivement des participations de 97 % et 1 % dans GSX Canada LP. GSX PL détiendra les actifs canadiens au nom de GSX Canada LP et pour le bénéfice des commanditaires. BC Hydro est propriétaire à 100 % de l'expéditeur, Powerex. VIEC, une autre filiale en propriété exclusive de BC Hydro, serait propriétaire à 100 % de la centrale VIGP, une des installations de production que le pipeline proposé alimenterait. Toute la production d'électricité de la centrale ICP, l'autre centrale que le pipeline proposé alimenterait, fait l'objet d'un contrat d'achat par BC Hydro.

Étant donné les liens entre les sociétés et le fait que les ouvrages de production d'électricité représentent le gros de la demande pour le gaz qui serait transporté, la Commission a jugé qu'une enquête plus étendue sur la justification économique du pipeline était pertinente pour les besoins de sa décision définitive en vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ. La Commission a indiqué qu'elle ne prendrait pas seulement en considération l'entente déjà conclue avec Powerex comme preuve de la faisabilité économique du pipeline proposé. Dans le cadre de son enquête, menée conformément aux dispositions de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, la Commission a décidé d'exiger que GSX PL réponde à des questions visant à déterminer la viabilité à long terme des centrales qui constitueraient la source de la demande de gaz pour le pipeline proposé[32].

Déséquilibre de l'offre et de la demande d'électricité

Les témoins de GSX PL ont indiqué que BC Hydro avait prévu un déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité sur l'île de Vancouver et qu'elle tenait compte de ce fait dans sa planification depuis un certain temps. Ce thème a été abordé dans le plan d'électricité intégré 1995 de BC Hydro. Le plan initial de BC Hydro prévoyait de remettre en service la centrale thermique Burrard (sur le continent) et de procéder à la réfection de certains des câbles électriques sous-marins reliant cette centrale à l'île de Vancouver ou de remplacer certains de ces câbles, qui approchent du terme de leur vie utile. Cependant, le gouvernement de la C.-B. a par la suite demandé à BC Hydro de passer des contrats d'achat d'électricité avec deux producteurs privés d'électricité de l'île de Vancouver, qui avaient tous deux des projets de centrale au gaz sur l'île. Les projets concernaient, l'un la construction d'une centrale à Port Alberni, l'autre, la construction de la centrale ICP de Campbell River. BC Hydro a réussi à conclure des contrats avec les promoteurs de la centrale ICP, qui fut construite. Il s'agit d'une centrale de cogénération, actuellement en service, qui produit de la vapeur utilisée par une usine de pâtes locale et de l'électricité, entièrement achetée par BC Hydro. Le projet de centrale de Port Alberni a été remplacé par le projet de la centrale VIGP à Duke Point, près de Nanaimo.

BC Hydro prévoit que l'île de Vancouver pourrait manquer d'électricité dès la période 2006-2007 si ses prévisions d'augmentation normale de la demande se réalisent et si les deux réseaux de câbles sous-marins sont mis hors service comme cela est prévu[33]. Le plan actuel prévoit la mise hors service des câbles en 2007.

GSX PL a indiqué que BC Hydro aurait besoin de la totalité de la capacité de production sûre de la centrale ICP et de la production supplémentaire de la centrale VIGP pour prévenir le déséquilibre anticipé de l'offre et de la demande sur l'île de Vancouver. La centrale VIGP exigerait une quantité disponible garantie de gaz naturel comme condition de sa construction et exigerait environ la moitié (45 TJ/j) de la capacité du pipeline proposé.

Plusieurs intervenants ont mis en doute la preuve de GSX PL concernant l'existence, le moment et l'importance d'un déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité sur l'île de Vancouver. La GSXCCC a déposé un rapport selon lequel, d'ici 2012 au minimum, tout déséquilibre

---

32 Par la suite, les questions de demande d'électricité sur l'île de Vancouver et des solutions de rechange permettant de répondre à cette demande ont été abordées par la BCUC dans son processus relativement à la demande de VIEC visant un certificat d'utilité publique pour la centrale VIGP.

33 *Mise hors service*, dans la demande de GSX PL, s'entend de l'attribution d'une capacité de 0 MW aux câbles du seul point de vue de la planification du réseau. Les câbles pourraient être maintenus disponibles en cas d'urgence ou d'occasions particulières pendant quelque temps par la suite.

éventuel serait beaucoup moins important ou se produirait beaucoup plus tard que ce que BC Hydro a indiqué. Le rapport met en doute certaines des données sur lesquelles BC Hydro s'est appuyée, utilise des méthodes de prévision de la demande différentes dans ses analyses et compare les prévisions de demande de BC Hydro avec les statistiques réelles de la demande.

Shadybrook Farm a estimé que la demande d'électricité ne serait pas aussi importante que ce qu'indiquent les prévisions et que les prévisions de BC Hydro concernant la demande de pointe se fondaient sur des hypothèses erronées. Shadybrook Farm a ajouté que BC Hydro sous-estimait de façon injustifiable l'offre d'électricité. Shadybrook Farm a déclaré qu'ensemble des mesures de conservation, des prévisions de demande plus raisonnables et une évaluation raisonnable des moyens d'approvisionnement (c.-à-d. des câbles souterrains) rendraient le projet inutile au moins jusqu'en 2011. Shadybrook a estimé que les prévisions concernant la demande d'électricité étaient un élément clé de l'assertion de GSX PL voulant qu'il existe une demande de gaz sur l'île de Vancouver, et que les prévisions de BC Hydro relatives aux besoins de pointe manquaient de rigueur, en plus de pécher par exagération.

Réseau de Centra

La preuve de GSX PL indiquait que le réseau de Centra dessert un marché principal, constitué d'habitations et de commerces, situé sur l'île de Vancouver et dans la région côtière appelée Sunshine Coast (93 % du marché principal est situé sur l'île de Vancouver) et qu'il répond à la demande industrielle du Vancouver Island Gas Joint Venture (VIGJV)[34] et de la centrale ICP. La capacité de l'actuel pipeline de Centra varie entre 130 et 155 TJ/j, selon le point du réseau où se situe la demande. La capacité la plus faible se produit lorsque la consommation à l'extrémité sud du réseau, dans la région de Victoria, est forte en raison de la demande saisonnière liée au chauffage et représente la capacité du réseau en période de pointe de la demande. En 2001, le débit journalier le plus important enregistré par Centra a été de 139 TJ, et la demande de pointe que Centra avait prévue était de 177 TJ[35]. Pour 2004, la demande de pointe prévue par Centra était d'environ 186 TJ/jour (la centrale VIGP non comprise). La principale hypothèse posée pour les prévisions de la demande de gaz est que les demandes de pointe du marché principal, de VIGJV et de la centrale ICP coïncident. Comme la demande principale de gaz correspond principalement à la consommation à des fins de chauffage, on prévoit que les demandes de pointe simultanées se produiront en hiver.

GSX PL a indiqué que la centrale ICP est alimentée en gaz par le réseau de Centra en vertu d'un contrat de courte durée passé entre Centra et BC Hydro. Le contrat assure à BC Hydro un service de transport garanti de 38 TJ/j et un service de transport interruptible de 7 TJ/j. La quantité antérieure, de 28 TJ/j, a été augmentée après que Centra eut installé un compresseur temporaire sur l'île Texada et que la capacité de transit supplémentaire que BC Hydro détient sur le réseau de transport côtier de BC Gas eut été attribuée à Centra. Sur les 38 TJ/j faisant l'objet d'un service de transport garanti, une quantité de 28 TJ/jour peut être retranchée dans un court délai lorsque Centra en a besoin pour répondre à la demande des marchés résidentiels et commerciaux. Centra peut opérer une telle réduction de livraison pendant un maximum de 240 heures sur une période de 12 mois consécutifs. Aucune réduction de la sorte n'a encore eu lieu. Aux termes d'un

34 VIGJV regroupe sept grandes usines de pâtes et papiers situées dans la région Sunshine Coast et l'île de Vancouver

35 Réponse de GSX PL à la DR 5.1 de la Commission d'après l'information remise à la BCUC par Centra en juin 2001 relativement à l'ordonnance G-53-01 de la BCUC.

accord conclu avec Calpine Canada (Calpine), le propriétaire de la centrale ICP, BC Hydro, peut demander à Calpine d'utiliser un autre combustible pour une période d'une durée exactement égale à la période fixée par l'accord relatif aux périodes de pointe. La centrale ICP ne possède pas encore de moyens techniques lui permettant d'utiliser un combustible de rechange.

GSX PL a indiqué que la centrale ICP ne peut être alimentée par le réseau de Centra que pendant une brève période. À mesure que la demande principale à laquelle doit répondre le réseau de Centra augmentera, la capacité du réseau sera de plus en plus consacrée à répondre à cette demande, et les interruptions de service que subira BC Hydro en vertu de son contrat de service de transport deviendront importantes. BC Hydro a l'obligation d'approvisionner la centrale ICP en gaz pendant 20 ans. Étant donné les prévisions de croissance du marché principal de Centra, le pipeline de Centra n'aura pas la capacité nécessaire pour répondre aux besoins de la centrale ICP pendant 20 ans, à moins que Centra procède à une augmentation de capacité.

La SPEC/DSF a mis en doute l'idée que la centrale ICP représente une demande non satisfaite exigeant la construction du pipeline proposé. Lorsqu'elle a approuvé l'accord relatif à la demande de pointe, la BCUC a estimé que Centra avait une capacité de transport garanti suffisante pour livrer une quantité de 38 TJ/j à la centrale ICP. Depuis sa construction, la centrale ICP s'est approvisionnée entièrement auprès de Centra et n'a jamais eu à subir de réduction. La SPEC/DSF a soutenu que la centrale ICP ne dépendait donc pas du pipeline proposé, de sorte que le seul avantage réel que procurerait ce pipeline serait d'ajouter 45 TJ/j à l'approvisionnement de l'île de Vancouver pour l'alimentation de la centrale VIGP. La SPEC/DSF a fait remarquer que les représentants de BC Hydro témoignant pour GSX PL avaient déclaré que BC Hydro étudierait des solutions de rechange pour la centrale ICP si le projet à l'étude n'était pas autorisé. Selon la SPEC/DSF, la centrale ICP ne répond donc pas aux critères d'une demande non satisfaite. La SPEC/DSF a fait valoir que Centra a élaboré des plans préliminaires en vue d'augmenter sa capacité pour répondre à l'augmentation future de la demande de son marché principal et qu'une augmentation de la capacité du réseau de Centra n'exigerait pas la construction de nouveaux tronçons de pipeline sous-marins.

NorskeCanada

En février 2003, GSX PL a présenté à la Commission un « concept de haut niveau », susceptible d'entraîner sur place des améliorations concernant la production d'électricité à partir du gaz et d'autres formes de production thermique ainsi que des améliorations concernant l'efficacité énergétique qui pourraient réduire de 250 à 200 MW la demande d'énergie électrique de NorskeCanada sur l'île de Vancouver auprès de BC Hydro. En outre, d'autres réductions de la demande représentant entre 50 et 75 MW pourraient se produire si un approvisionnement supplémentaire en gaz était rendu disponible pour l'île de Vancouver grâce au pipeline proposé ou si l'on utilisait un distillat comme combustible. GSX PL a mentionné que, selon une première évaluation du concept de NorskeCanada, à peu près le quart des éléments du concept étaient déjà inclus dans les objectifs du programme ÉnerSage définis par BC Hydro pour l'île de Vancouver. GSX PL a fait remarquer que, si le concept de NorskeCanada était autorisé et réalisable, il ne remplacerait pas la centrale VIGP, mais constituerait plutôt un complément. Selon NorskeCanada, son concept de production ou de conservation d'électricité ne repose pas sur le pipeline proposé. Toutefois, NorskeCanada n'a pas pris position quant à la nécessité du pipeline et au besoin éventuel de la centrale VIGP.

5.3.2 Prix du gaz naturel

L'Association des consommateurs du Canada et autres (ACC C.-B.) a déclaré que BC Hydro n'avait pas fait la preuve qu'elle avait tenu compte des prix du gaz naturel lorsqu'elle a déterminé si un gazoduc constituait un choix responsable. Elle a fait remarquer que BC Hydro ne s'intéresse pas au prix que pourrait atteindre le gaz naturel ni au fait que le gaz naturel demeure une source d'énergie concurrentielle pour la production d'électricité. L'ACC C.-B. a prétendu que, si le taux dit « timbre-poste » pour l'électricité était supprimé et que l'île de Vancouver devenait tributaire de formes d'énergie tirées de combustibles fossiles, les habitants de l'île supporteraient les conséquences financières de l'augmentation des prix du gaz.

La GSXCCC a fait valoir que le pipeline proposé ainsi que les projets de centrales électriques sur l'île ont été élaborés à une époque où le promoteur supposait un coût moyen actualisé à long terme d'environ 2,00 $ le million de BTU pour le gaz naturel. Selon la GSXCCC, même si ce prix présumé a été utilisé par GSX PL pour évaluer le rapport coût-efficacité d'autres moyens de production et de transport de l'électricité, la position de GSX PL était que l'évolution éventuelle du prix du gaz naturel moyen actualisé en longue période n'avait aucune incidence sur la faisabilité économique du pipeline proposé. La GSXCCC a prétendu qu'il est évident que le prix moyen actualisé du gaz naturel sur le carrefour Sumas/Huntingdon influe de façon importante sur la faisabilité économique de la centrale VIGP proposée. Si le prix moyen actualisé du gaz naturel augmente sensiblement, le parc de production d'électricité supplémentaire délaissera les centrales au gaz au profit d'autres modes de production.

GSX PL a indiqué que BC Hydro devrait produire davantage d'électricité pour l'île de Vancouver à partir du même parc de production, peu importe que le réseau à courant continu à haute tension (CCHT) soit remplacé par un gazoduc ou par un câble électrique. La production supplémentaire serait assurée par des centrales alimentées au gaz, car la production à partir du gaz est probablement le moyen le plus économique de répondre à la demande des centres de consommation, qu'il s'agisse de la vallée du bas Fraser ou de l'île de Vancouver. Si le prix du gaz augmente et entraîne une augmentation du prix de l'électricité, les tarifs de l'électricité augmenteront dans toute la province et non seulement sur l'île de Vancouver. Comme une production supplémentaire d'électricité à partir du gaz serait nécessaire, peu importe le lieu où serait situé le moyen de production, la prévision du prix du gaz ne constitue pas un facteur déterminant dans l'évaluation des avantages d'une production sur l'île de Vancouver. GSX PL a ajouté que le prix du gaz naturel n'influerait pas sur les charges liées à la demande que Powerex s'est engagée à payer pendant une période de 30 ans.

5.3.3 Risque assuré par le secteur public ou par le secteur privé

Un certain nombre d'intervenants, par exemple la GSXCCC, Shadybrook Farm et M^me^ McLennan, ont allégué que la preuve relative à la faisabilité économique devait être différente pour les projets du secteur public et ceux du secteur privé. Ces intervenants ont souligné que BC Hydro est une société d'État et que la Commission devait exercer un contrôle plus étroit à l'égard du projet que si le promoteur était une société du secteur privé. Le risque financier qu'implique le projet serait supporté par des sociétés d'État et par les clients d'un service public d'électricité. L'engagement de Powerex ne fournit pas le degré d'assurance que fournit une société indépendante, cette dernière risquant l'argent de ses actionnaires lorsqu'elle

prend une décision qui suppose un engagement financier. En outre, M[me] McLennan a indiqué que l'entente préalable conclue entre GSX PL et Powerex ne constitue pas une preuve solide de la nécessité du pipeline proposé, car il n'a pas été conclu entre des parties sans lien de dépendance.

GSX PL a rétorqué qu'elle ne se fonde pas uniquement sur le contrat passé avec Powerex pour faire la preuve de la faisabilité économique du pipeline proposé, mais également sur l'existence d'une offre et d'une demande à long terme. Selon GSX PL, BC Hydro ne fait pas que se payer elle-même, car Williams est engagé en tant que propriétaire à 50 % à l'égard de l'ensemble du projet Georgia Strait Crossing. Powerex paie également Williams, une société du secteur privé indépendante.

Opinion de la Commission

La Commission constate que plusieurs des sujets de préoccupation des intervenants mentionnés dans le présent chapitre relèvent de la compétence du gouvernement provincial ou des autorités réglementaires provinciales. La Commission n'a pas la compétence pour réglementer l'électricité en C.-B.. La Commission a pour mandat de déterminer si le pipeline proposé est d'utilité publique sur la base des preuves qui lui sont présentées. La Commission a pris en considération les points soulevés par les intervenants dans la mesure où ces points intéressent la décision qu'elle doit prendre.

La Commission estime que, peu importe l'importance et le calendrier de la croissance prévue de la demande d'électricité sur l'île de Vancouver, la mise hors service des câbles sous-marins prévue rendra de toute évidence nécessaire une autre source d'électricité. La présence de nouvelles centrales alimentées au gaz sur l'île de Vancouver nécessiterait une augmentation de la capacité de transport de gaz. La Commission remarque que Centra approvisionne la centrale ICP en vertu d'un contrat à court terme permettant des réductions de livraison. Si le pipeline proposé et le projet de VIGP sont autorisés, le gaz pour la centrale ICP serait acheminé à l'île de Vancouver par le nouveau pipeline plutôt que par le réseau de Centra. Les centrales ICP et VIGP assureraient ensemble une demande suffisante pour le gaz acheminé par le pipeline proposé.

La Commission est consciente que la BCUC a refusé la demande de certificat d'utilité publique pour la centrale VIGP, en date du 12 mars 2003. Une audience publique s'est tenue du 16 juin au 3 juillet 2003 à Nanaimo et à Vancouver, en C.-B.. Dans sa décision, rendue le 8 septembre 2003, la BCUC a constaté que VIEC n'avait pas établi que la centrale VIGP constituait le moyen le plus rentable de satisfaire de manière fiable les besoins en électricité de l'île de Vancouver. BC Hydro a été encouragée à lancer un appel d'offres et la BCUC précise que, si la centrale VIGP s'avère la solution la plus rentable, BC Hydro pourra présenter une nouvelle demande de certificat d'utilité publique. La

BCUC a affirmé être prête à étudier toute nouvelle demande de certificat d'utilité publique de façon accélérée à la suite de l'appel d'offres.

La preuve présentée à la Commission montre que la centrale VIGP constituerait environ la moitié du marché du gaz actuel du pipeline proposé. La Commission inclura une condition dans le certificat exigeant que GSX PL fournisse la preuve que le projet VIGP a obtenu les autorisations réglementaires nécessaires avant le début de la construction du pipeline proposé. Une telle condition vise à assurer qu'il existe un marché suffisant pour le gaz devant être transporté par le pipeline proposé. Cette condition signifie également que GSX PL ne pourra pas construire le pipeline proposé à moins que le projet VIGP soit approuvé par les autorités compétentes du gouvernement provincial.

La Commission estime que, sur la base de la preuve qui lui a été présentée, les centrales ICP et VIGP, en supposant que la construction de cette dernière soit autorisée, seraient des installations viables à long terme et constitueraient une source permanente de demande de gaz pour le pipeline proposé pendant toute la durée de vie de ce dernier.

Enfin, en ce qui concerne la question du prix du gaz naturel, la Commission constate que les opinions diffèrent quant à l'évolution des prix du gaz naturel en Amérique du Nord pendant la durée de vie du pipeline proposé. Un prix élevé se répercuterait sur le coût de l'électricité en C.-B., mais il n'est pas facile de prédire la nature et l'importance de l'impact. La question de savoir si BC Hydro doit faire appel à des centrales au gaz ou à d'autres modes de production et, dans le cas des centrales au gaz, la question de savoir quelles devraient être ces centrales, relèvent des autorités provinciales : la Commission n'a pas à se prononcer à cet égard. Toutefois, la Commission est d'avis que, si le projet de la centrale VIGP est autorisé et que la construction se fait, la centrale continuera d'avoir besoin d'un approvisionnement en gaz assuré par le pipeline proposé indépendamment des variations du prix du gaz. Le prix du gaz n'aurait aucune incidence sur les charges liées à la demande pour le pipeline, puisque Powerex s'est engagée à payer ces charges pendant une période de 30 ans peu importe le prix du gaz qu'elle acheminera.

5.4 Conclusion

Dans le présent chapitre, la Commission a examiné l'approvisionnement du pipeline proposé en gaz et l'existence de marchés sur l'île de Vancouver. La Commission a déterminé qu'il existera un approvisionnement en gaz suffisant pour le pipeline à long terme. La Commission juge en outre qu'il existera une demande de gaz suffisante si le projet VIGP est autorisé et réalisé. Tel que mentionné ci-dessus, le certificat comportera une condition exigeant que GSX PL fournisse la preuve que le projet VIGP a obtenu les autorisations réglementaires nécessaires afin de s'assurer qu'il existe un marché suffisant pour le gaz avant que le pipeline proposé ne soit construit (voir la condition 7, à l'annexe III des Motifs de décision).

La Commission est d'avis que, si cette condition est remplie, le pipeline proposé aura vraisemblablement un taux d'utilisation raisonnable pendant sa durée de vie et que les charges liées à la demande seront vraisemblablement payées. La Commission est d'avis, conséquemment, que le pipeline proposé est économiquement faisable.

Chapitre 6

Câbles sous-marins

6.1 Contexte

Il existe actuellement trois réseaux de câbles sous-marins entre la partie continentale de la C.-B. et l'île de Vancouver : le réseau Cheekye-Dunsmuir, de 500 kV, le réseau bipolaire (1 et 2) CCHT et le réseau de 138 kV. GSX PL a indiqué que ces réseaux de câbles sont vétustes et que BC Hydro estime qu'ils approchent de la fin de leur vie utile. GSX PL a également indiqué que BC Hydro considère déjà le réseau de 138 kV comme étant hors service, ce qui signifie que, dans une perspective de planification du réseau, la capacité attribuée à ces câbles est nulle.

Comme nous l'avons indiqué au chapitre 5, BC Hydro a prévu un déficit d'approvisionnement en électricité sur l'île de Vancouver pendant quelque temps. Le plan initial pour combler ce déficit prévu comprenait la remise à neuf ou le remplacement de certains des réseaux de câbles sous-marins. Les tout premiers plans concernant les câbles étaient fondés sur la remise à neuf des installations de CCHT, mais BC Hydro a décidé par la suite que si le transport par câbles devait continuer, ces installations seraient remplacées par de nouveaux câbles à courant alternatif de 230 kV.

Le plan de remise à neuf des câbles a été modifié quand le gouvernement de la C.-B. a enjoint BC Hydro de conclure des ententes d'achats d'électricité avec deux producteurs du secteur privé de l'île de Vancouver, qui proposaient tous deux de produire de l'électricité sur l'île à l'aide de gaz naturel. Cette directive a conduit BC Hydro à concevoir le pipeline proposé à titre de solution de rechange au remplacement ou à la remise à neuf des réseaux de câbles. Ayant élaboré sa proposition de pipeline, BC Hydro n'a plus envisagé les solutions de remplacement ou de remise à neuf des câbles sous-marins, au-delà des activités normales et courantes de planification du réseau. Des représentants de BC Hydro, à titre de témoins de GSX PL, ont indiqué au cours de l'audience que BC Hydro était désormais entièrement engagée dans le pipeline proposé et le considérait comme une solution de rechange supérieure à toute autre option, câbles sous-marins ou autre.

À la demande de certains intervenants, dont l'ACC C.-B., GSX PL a fourni les estimations de BC Hydro sur les coûts d'une modernisation du réseau de câbles. GSX PL a fourni ces chiffres à titre d'estimations pour fins de planification exclusivement, car aucun projet de ce type n'avait été élaboré, compte tenu de l'engagement de BC Hydro à l'endroit de l'option VIGP/Georgia Strait Crossing. GSX PL a également fait remarquer que les chiffres qu'elle fournissait pour la modernisation du réseau de câbles devraient être augmentés des coûts supplémentaires qui devraient être engagés pour mettre en service un tel réseau de câbles. Par exemple, elle a indiqué que des coûts supplémentaires seraient nécessaires pour des améliorations du réseau de transport de grande capacité de BC Hydro afin d'y raccorder le réseau de câbles 230 kV de façon sûre et efficace. GSX PL a également déclaré que tout coût irrécupérable engagé jusqu'à maintenant

pour le projet centrale VIGP/Georgia Strait Crossing seraient imputés à un éventuel projet de câbles de 230 kV.

La SPEC/DSF, la GSXCCC, Shadybrook Farm et d'autres ont mis en doute le bien-fondé de la décision sur la politique favorisant l'option du pipeline plutôt que celle du plan initial de mise à niveau du réseau de câbles. Ils ont affirmé que les câbles sous-marins constituaient l'option privilégiée à de nombreux titres et remis en question les estimations de BC Hydro relatives aux coûts du réseau de câbles. Shadybrook Farm a fait valoir que l'affirmation de BC Hydro relative à la nécessité du projet VIGP/Georgia Strait Crossing était fondée sur des hypothèses boiteuses et que BC Hydro avait sous-évalué de façon injustifiée l'approvisionnement en électricité disponible. Ces intervenants ont indiqué qu'une combinaison de mesures de conservation, de prévisions de charge raisonnables et d'une évaluation de la capacité raisonnable des sources d'approvisionnement (c.-à-d. les câbles sous-marins) permettrait de ne rendre le projet nécessaire qu'en 2011, sinon plus tard. Ils ont également contesté les chiffres, les procédés et les conclusions de BC Hydro relativement à la comparaison des coûts entre l'option VIGP/Georgia Strait Crossing et l'option du réseau de câbles.

La SPEC/DSF a fait valoir que l'option des câbles sous-marins est une solution de rechange rentable au pipeline proposé, sur les plans économique et technique. Le délai projeté avant la mise en service du nouvel approvisionnement en électricité par câbles pourrait être comblé par des mesures à court terme déjà envisagées par BC Hydro. De plus, des propositions de conservation et de production comme celles de NorskeCanada pourraient compenser le manque d'approvisionnement pendant ce délai.

6.2 Pertinence de la preuve sur les câbles sous-marins

GSX PL a soutenu que la preuve relative aux câbles n'était pas pertinente en vertu de la Loi sur l'ONÉ. Elle a fait valoir que le rôle de la Commission n'était pas de décider des besoins futurs en électricité de l'île de Vancouver, car c'était là une question de compétence provinciale. GSX PL a ajouté que sa demande portait sur un projet de gazoduc, non sur un projet d'électricité, et que la preuve sur les câbles n'était ni utile, ni pertinente pour la décision sur l'approbation ou le rejet du pipeline proposé en vertu de l'article 52. Pour sa part, le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique a également soutenu que la question des câbles ne serait pertinente pour la décision de la Commission que si celle-ci avait pour mandat d'évaluer les moyens d'acheminer l'électricité vers l'île de Vancouver. Toutefois, a-t-il affirmé, cette question relève de la Province, non de la Commission. Puisque la Commission n'a pas le pouvoir de mettre en œuvre une recommandation sur l'option des câbles, la preuve à cet égard ne devrait pas être prise en considération dans la décision sur la demande. Par ailleurs, la Province a avancé que si la question des câbles devait néanmoins être considérée comme pertinente, la Commission ne devrait y accorder que peu de poids.

Certains intervenants ont fait valoir que la preuve sur les câbles sous-marins est pertinente et doit être pleinement prise en considération par la Commission. Ils ont soutenu que la Commission devrait reconnaître que la raison d'être du projet est l'approvisionnement en électricité de l'île de Vancouver. Ils ont souligné qu'il n'y a

aucun marché pour le gaz naturel acheminé par le pipeline proposé autre qu'une centrale au gaz existante et une centrale au gaz proposée sur l'île. Certains ont indiqué que des représentants de BC Hydro ont témoigné que le gouvernement provincial avait enjoint BC Hydro de prévoir la production d'électricité par des centrales au gaz sur l'île et un gazoduc comme solution de rechange aux câbles sous-marins. S'il était déterminé que la raison d'être et la nécessité du projet sont l'approvisionnement en électricité à l'île de Vancouver, il reviendrait donc à la Commission de comparer les caractéristiques du pipeline proposé et celles d'une modernisation du réseau de câbles sous-marins comme moyens d'approvisionnement. La comparaison entre les deux options, celle du pipeline proposé et celle des câbles, porterait sur les plans économique, social et environnemental. La GSXCCC a également fait valoir que la LCÉE doit éclairer la décision de la Commission en vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ et que la LCÉE et l'Entente de 2001 entre le ministre de l'Environnement et l'Office ont pour effet juridique d'exiger que la Commission se penche sur « la nécessité, la raison d'être et les solutions de rechange » en vertu de l'article 52 et de comparer les coûts et avantages respectifs des deux options.

Opinion de la Commission

L'article 52 de la Loi sur l'ONÉ confère à l'Office un large pouvoir de tenir compte de tous les facteurs qui lui paraissent pertinents. De plus, en vertu de l'alinéa e) de cet article, le décideur peut prendre en considération toute conséquence sur l'intérêt public que pourraient avoir, de l'avis de l'Office, l'acceptation ou le refus de la demande. Deux critères permettent d'établir la pertinence de l'information dans le cadre d'une décision en vertu de l'article 52. Premièrement, l'information est pertinente s'il s'agit d'une question qui relève de la demande en vertu de l'article 52 et si elle est régie par la Commission. Deuxièmement, l'information est pertinente s'il s'agit d'une question qui contribuerait à la décision de la Commission en vertu de l'article 52, mais qui n'est pas régie par elle.

La Commission a établi, dans sa décision du 20 janvier 2003, que d'autres moyens de répondre aux besoins d'électricité sur l'île de Vancouver, comme l'énergie éolienne, solaire et marémotrice, n'étaient pas pertinents pour sa décision en vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, car cette information n'avait pas suffisamment de lien avec la demande et ne contribuerait pas à ce que la Commission soit mieux informée pour rendre sa décision. La Commission avait également décidé que la situation relative au remplacement ou à la remise à neuf des câbles sous-marins existants pourrait être différente et qu'elle réservait son évaluation de la pertinence de la preuve sur les câbles pour sa détermination finale en vertu de l'article 52.

D'après le premier critère de pertinence, la preuve peut être pertinente s'il s'agit d'une question qui relève de la demande en vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ et si elle est régie par la Commission. La Commission

n'a pas le mandat de réglementer les questions d'électricité en C.-B.. La Commission n'a pas les pouvoirs statutaires en vertu de la Loi sur l'ONÉ d'ordonner la remise à neuf du réseau des câbles sous-marins, pas plus qu'elle ne peut décider de la meilleure méthode pour assurer un approvisionnement fiable d'électricité aux résidents de l'île de Vancouver. C'est une question dont doit décider la Province de la Colombie-Britannique dans le cadre de sa politique énergétique globale. Comme la Commission ne réglemente pas les câbles sous-marins, le premier critère de pertinence ne s'applique pas à ces derniers.

D'après le second critère de pertinence, la preuve peut être pertinente si elle aide la Commission à évaluer le caractère d'utilité publique du projet. Si l'information en question est suffisamment liée à la demande en cause ou s'en approche suffisamment, elle peut être pertinente à l'égard de la décision que doit rendre la Commission. Un décideur ne peut, à sa guise, fonder sa décision sur des renseignements non pertinents; il doit y avoir un certain lien entre un pouvoir décisionnel et les questions prises en considération dans l'exercice de ce pouvoir.

La Commission n'est pas convaincue des arguments de GSX PL et des gouvernements de la C.-B. et de l'Alberta voulant que le réseau de câbles sous-marins ne soit absolument pas pertinent pour sa décision en vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ. Le demandeur a affirmé dans sa preuve qu'une modernisation du réseau de câbles sous-marins avait été envisagée par BC Hydro comme solution, avant qu'elle ne décide de privilégier le pipeline proposé. Le réseau de câbles sous-marins est utilisé actuellement pour fournir de l'électricité à l'île de Vancouver et la preuve de GSX PL indique que lorsque les câbles seront retirés du réseau, le cas échéant, l'approvisionnement sera assuré grâce au projet Georgia Strait Crossing qui fournira du gaz aux deux centrales électriques. Dans cette mesure, le demandeur a reconnu dans sa preuve l'existence d'un certain lien entre le réseau de câbles et le projet faisant l'objet de la demande. Par conséquent, la Commission estime que la preuve relative au réseau de câbles sous-marins s'approche suffisamment de la demande dont elle est saisie pour être pertinente dans la décision générale qu'elle doit rendre à l'égard de l'utilité publique en vertu de la Loi sur l'ONÉ.

En vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, l'Office doit décider s'il approuve ou s'il rejette une demande de projet de pipeline. Dans son examen du caractère d'utilité publique en vertu de cet article, l'ONÉ examine les avantages et les inconvénients d'un projet proposé et peut rejeter ce projet s'il établit que les inconvénients sont supérieurs aux avantages. L'importance des conséquences finales d'un refus ou d'une acceptation d'un projet de pipeline peut varier et ces conséquences peuvent influer sur la façon dont l'ONÉ évalue les avantages et inconvénients du projet. Par exemple, l'ONÉ pourrait déterminer que les conséquences négatives qui découleraient d'un refus de la demande sont

suffisantes pour rendre acceptable un effet socio-économique ou environnemental de la construction d'un pipeline qui s'avérerait inacceptable par ailleurs.

La Commission a tenu compte du fait que rejeter la demande aurait pour conséquence que la centrale VIGP ne serait probablement pas construite parce qu'elle ne disposerait pas du gaz naturel nécessaire pour la production d'électricité. Toutefois, la preuve au dossier fait état de l'existence d'autres moyens, principalement le réseau de câbles mais peut-être d'autres aussi, pour assurer un approvisionnement d'électricité suffisant à l'île de Vancouver. Ainsi, la Commission a déterminé que les conséquences d'un refus du projet ne seraient pas aussi importantes que si le pipeline proposé et la centrale VIGP étaient le seul moyen de fournir de l'électricité à l'île.

Selon la Commission, la question de savoir si les câbles seraient le meilleur moyen de livrer de l'électricité à l'île de Vancouver mérite d'être prise en considération par les autorités provinciales compétentes. La Commission n'a pas l'autorité voulue pour trancher une telle question et, par conséquent, elle ne peut prendre en considération la pertinence de la preuve sur les câbles comme étant une question qui relève de la compétence de la Commission.

Pour conclure, la Commission a pris en considération la preuve relative au réseau de câbles dans son évaluation des avantages et inconvénients du projet faisant l'objet de la demande pour prendre une décision sur le caractère d'utilité publique du projet en vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ. La décision de la Commission à l'égard de l'utilité publique fait l'objet du prochain chapitre.

Chapitre 7

Conclusion générale et dispositif

7.1 Conclusion à l'égard de l'utilité publique de la demande

En vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, la Commission doit établir si la délivrance d'un certificat pour la construction et l'exploitation du pipeline proposé est d'utilité publique. Or, il n'existe aucun test capable d'établir que la délivrance d'un certificat est d'utilité publique. Une commission doit donc se pencher sur la preuve pertinente et les faits propres à chaque cas pour rendre une décision à cet égard. Dans le présent rapport, la Commission expose ses conclusions sur des questions précises qui relèvent de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ. Pour rendre sa décision à l'égard de l'utilité publique, elle a étudié attentivement toute la preuve citée dans les Motifs de décision. Après en avoir évalué les avantages et les inconvénients, la Commission est d'avis qu'il est d'utilité publique de délivrer un certificat pour le pipeline proposé, conformément à l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ.

7.2 Dispositif

Le présent chapitre et les chapitres précédents constituent les Motifs de décision de la Commission à l'égard de la demande examinée dans le cadre de l'instance.

La Commission est d'avis que le pipeline proposé est d'utilité publique et le sera dans l'avenir, dans la mesure où les conditions énoncées à l'annexe III des Motifs de décision seront respectées. Par conséquent, sous réserve de l'approbation de la gouverneure en conseil, un certificat d'utilité publique sera délivré en conformité avec la partie III de la Loi sur l'ONÉ.

Elizabeth Quarshie
Membre présidant l'audience

Rowland J. Harrison
Membre

L'honorable Bryan Williams, c. r.
Membre

Calgary (Alberta)
Novembre 2003

Annexe I

Historique des événements

À la suite du dépôt d'un mémoire préliminaire de GSX PL le 7 mars 2000, l'Office national de l'énergie (l'Office) a sollicité les observations du public sur les processus d'évaluation environnementale et d'examen réglementaire, et tenu des séances d'information publiques à Duncan et à Sydney, C.-B., les 26 et 27 juin 2000. De telles séances ont eu lieu ultérieurement dans les îles SaltSpring, Pender Nord et Saturna, C.-B., du 18 au 20 juillet 2000. De plus, des séances d'information ont eu lieu avec les Premières nations Tsawout, Tsartlip et Penelakut ainsi que les Tribus Cowichan du 8 au 10 août 2000.

Le 4 octobre 2000, l'honorable David Anderson, ministre de l'Environnement, conformément au pouvoir que lui confère la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (la LCÉE), a renvoyé l'évaluation environnementale du projet à une commission d'examen conjoint indépendante.

Le 24 avril 2001, GSX PL a déposé une demande de certificat d'utilité publique conformément à l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi sur l'ONÉ).

Une ébauche d'entente entre l'Office et le ministre de l'Environnement portant sur l'évaluation du projet a été mise en circulation pour consultation publique en mai 2001. Le but premier de l'entente était d'assurer la coordination de l'évaluation environnementale requise en vertu de la LCÉE et de la Loi sur l'ONÉ en prévoyant l'examen des effets environnementaux que le projet est susceptible de produire et des mesures d'atténuation appropriées qui s'y rapportent.

L'entente a été conclue et rendue publique le 20 septembre 2001 avec la mise sur pied de la Commission d'examen conjoint, dont les membres étaient Mme Elizabeth Quarshie (présidente), M. Rowland J. Harrison et l'honorable Bryan Williams, c. r. Conformément à la LCÉE, la Commission devait formuler des recommandations au ministre de l'Environnement et, à titre de comité de l'ONÉ en vertu de la Loi sur l'ONÉ, étudier toutes les questions relatives à la demande de certificat conformément à l'article 52 de cette loi.

Au cours de la semaine du 22 octobre 2001, le personnel de la Commission a tenu des séances d'information à Arbustus Ridge, à Sydney et dans les îles Saltspring, Saturna et Pender Nord, C.-B. Il a également tenu des séances d'information auprès des Premières nations.

Le 9 novembre 2001, la Commission a délivré l'ordonnance d'audience GH-4-2001, dans laquelle elle exposait une liste des questions à examiner pendant l'audience et les instructions devant régir le déroulement de l'audience prévue pour le 17 juin 2002.

La Commission a tenu des séances de consultation publique du 11 au 18 janvier 2002 à Vancouver, à Sidney, à Arbutus Ridge et à Victoria ainsi que dans les îles Saltspring et Saturna, C.-B. Deux autres séances portant sur les questions des Premières nations ont été tenues à Sidney et à Duncan, C.-B. Dans sa lettre du 31 janvier 2002, la Commission a répondu aux

commentaires et aux préoccupations exprimés au cours des séances de consultation et a modifié la liste des questions en conséquence.

Par suite des commentaires recueillis dans le cadre de l'instance GH-4-2001, la Commission a décidé de solliciter des parties leurs commentaires sur son pouvoir, aux termes de la LCÉE et de la Loi sur l'ONÉ, d'examiner les effets sur l'environnement de la combustion du gaz transporté par le pipeline proposé ainsi que les effets de la combustion du gaz dans l'actuelle centrale de cogénération de Campbell River (ICP) et dans la centrale électrique proposée, appelée Vancouver Island Generation Project (VIGP), située à Duke Point, près de Nanaimo en C.-B. C'est pourquoi la Commission a décidé d'admettre une plaidoirie écrite et d'entendre une plaidoirie orale les 9 et 10 avril 2002, à Sidney (C.-B.), sur la pertinence de l'étude de ces effets sur l'environnement. Dans sa décision rendue le 31 mai 2002, la Commission a modifié la liste des questions à l'étude pour y ajouter l'étude en vertu de la Loi sur l'ONÉ des « effets environnementaux de la combustion du gaz à la nouvelle installation de production d'électricité proposée, que l'on projette de construire à Duke Point sur l'île de Vancouver » (voir l'annexe II - Liste des questions).

Dans sa décision rendue le 31 mai 2002, après avoir reçu les commentaires des intervenants sur la faisabilité du calendrier prévu de l'audience orale compte tenu des obligations imposées par la Couronne en matière de consultation auprès des Premières nations, la Commission a publié le calendrier révisé de l'instance. Elle n'a pas fixé la date de l'audience orale parce qu'elle entendait prendre une décision à ce sujet après avoir recueilli de nouveau les commentaires des intervenants sur la pertinence des activités de consultation par la Couronne.

À la suite de motions présentées par plusieurs parties visant à contraindre GSX PL de répondre à diverses DR, la Commission a déclaré, dans une lettre de décision datée du 26 septembre 2002, que « la seule "solution de rechange" qu'elle étudiera, outre celles qui concernent le transport de gaz vers l'île de Vancouver, est la remise à neuf ou le remplacement du système actuel de câbles sous-marins, qu'elle examinera en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* ». Le 18 octobre 2002, la Commission a rendu publics les motifs de sa décision du 26 septembre 2002, en traitant notamment des questions touchant les solutions de rechange au projet et les effets environnementaux des émissions de GES. Ces motifs ont été révisés en date du 20 janvier 2003.

Les 14 et 15 novembre 2002, à Sidney, la Commission a tenu une conférence technique préalable à l'audience sur les questions techniques et scientifiques relatives à la section marine du projet. Cette conférence regroupait des spécialistes techniques et scientifiques, des intervenants ainsi que des représentants d'organismes gouvernementaux, de GSX PL et du personnel de la Commission. On y a traité de la faune et de la flore benthiques, des effets de barrière et des mammifères marins. La Commission a publié le rapport du facilitateur de la conférence le 2 décembre 2002.

Le 13 janvier 2003, après avoir reçu les commentaires sur l'état de préparation de la demande en vue de l'audience orale, la Commission a annoncé que l'audience était fixée au 24 février 2003. À la même date, compte tenu des motions de Mme McLennan et de la GSXCCC, la Commission a indiqué qu'elle ne modifierait en rien la décision rendue le 26 septembre 2002 au sujet des DR

auxquelles GSX PL devait répondre. Elle a toutefois revu les motifs qui sous-tendent cette décision et a rendu publics les motifs révisés le 20 janvier 2003.

Une séance d'information publique supplémentaire a été tenue le 23 février 2003, avant le début de la partie orale de l'audience publique à Sydney, C.-B. L'audience a eu lieu du 24 février au 19 mars 2003, au Centre culturel et communautaire Mary Winspear, à Sidney, C.-B.

Le 4 juin 2003, la GSXCCC a déposé une requête qui demandait que des éléments de preuve fournis par Terasen Gas (anciennement Centra), soient versés au dossier. Ces éléments de preuve portaient sur l'agrandissement du gazoduc Centra existant vers l'île de Vancouver en guise de solution de rechange au pipeline proposé. La requête a été rejetée et la décision, rendue par lettre en date du 8 juillet 2003 après la plaidoirie orale qui a eu lieu le 23 juin 2003 à Nanaimo, C.-B.

Le Rapport de la CEC a été publié le 30 juillet 2003. La réponse du gouvernement au Rapport de la CEC a été approuvée par la gouverneure générale en conseil et rendue publique le 21 novembre 2003.

Annexe II

Liste des questions

1. La faisabilité économique du projet de pipeline GSX Canada eu égard, entre autres, aux aspects suivants :

   - la perspective de la demande à long terme de gaz naturel dans les marchés que desservirait le pipeline projeté;
   - la perspective de l'approvisionnement à long terme en gaz naturel qui serait offert aux fins de transport par le pipeline projeté;
   - l'aptitude du projet de pipeline GSX Canada à attirer des expéditeurs de gaz naturel à long terme;
   - le financement du projet, soit la structure de l'entreprise du demandeur et les ententes financières conclues avec les apparentés.

2. Les éventuels effets environnementaux et répercussions socio-économiques du projet de pipeline GSX Canada. Seront notamment pris en compte les éléments relevés aux paragraphes 16(1) et 16(2) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, qui sont indiqués ci-après :

   - les effets environnementaux du projet, y compris ceux causés par les accidents ou défaillances pouvant en résulter, et les effets cumulatifs que sa réalisation combinée à l'existence d'autres ouvrages ou à la réalisation d'autres projets ou activités passés ou futurs est susceptible de causer à l'environnement;
   - l'importance des effets visés au paragraphe ci-dessus;
   - les commentaires du public reçus durant l'examen;
   - les mesures d'atténuation réalisables, sur les plans technique et économique, des effets négatifs environnementaux importants du projet;
   - la raison d'être du projet;
   - les autres moyens de réaliser le projet, acceptables sur les plans technique et économique et leurs effets environnementaux;
   - la nécessité d'un programme de suivi du projet ainsi que ses modalités;
   - la capacité des ressources renouvelables, risquant d'être touchées de façon importante par le projet, de répondre aux besoins du présent et à ceux de l'avenir;
   - la nécessité de réaliser le projet;
   - les solutions de rechange à la réalisation du projet;

- la description de l'environnement actuel qui pourrait vraisemblablement être perturbé, directement ou indirectement, par le projet, y compris la description adéquate des caractéristiques de base du secteur;
- les mesures à prendre afin d'accroître tout effet environnemental favorable;
- les plans d'intervention d'urgence proposés.

3. L'incidence éventuelle du tracé choisi sur les propriétaires fonciers et les collectivités touchés, y compris :

   - l'impact potentiel de la zone de sécurité de 30 mètres;
   - l'impact potentiel sur l'agriculture.

4. L'à-propos du tracé et de l'emplacement des installations projetées, les besoins en terrain et le processus d'acquisition des droits fonciers.

5. La sécurité de la conception, de la construction, de l'exploitation et de la planification des mesures d'urgence du projet proposé, y compris les risques de défaillances ou d'accidents ainsi que les conséquences qui pourraient en résulter.

6. Le caractère raisonnable de la méthode de conception des droits proposée.

7. Les conditions dont devrait être assorti tout certificat qui pourrait être délivré.

8. Le caractère adéquat de la consultation avec les représentants des Premières nations au sujet du projet.

9. L'impact potentiel du projet sur les Premières nations, leurs collectivités, leurs activités d'utilisation traditionnelle ainsi que leurs intérêts découlant de leurs droits ancestraux et issus de traités.

10. La capacité du demandeur à gérer le risque et les obligations financières inhérents à la construction, à l'exploitation et à la désaffectation du projet proposé ainsi qu'aux éventuels défaillances et accidents du pipeline.

11. Les effets environnementaux de la combustion du gaz à la nouvelle installation de production d'électricité proposée, que l'on projette de construire à Duke Point sur l'île de Vancouver.

Annexe III

Conditions du certificat et tableau de concordance

Généralités

1. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, GSX PL doit veiller à ce que les installations approuvées soient conçues, fabriquées, situées, construites, mises en place et exploitées conformément aux plans, devis, calendriers et autres renseignements ou données figurant dans sa demande ou dans la preuve produite devant la Commission dans le cadre de l'instance GH-4-2001.

2. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, GSX PL doit mettre en œuvre, ou veiller à ce que soient mis en œuvre, tous les engagements, les politiques, les pratiques, les recommandations et les méthodes visant la protection de l'environnement et la promotion de la sécurité figurant dans sa demande ou dans la preuve produite devant la Commission dans le cadre de l'instance GH-4-2001.

3. GSX PL doit conserver dans ses bureaux de chantier :

   a) des copies de tous les permis, approbations ou autorisations pour les installations ayant fait l'objet de la demande, délivrés par les autorités compétentes fédérales, provinciales ou autres, portant notamment sur les conditions environnementales ou les mesures d'atténuation ou de surveillance propres au site;

   b) toute modification apportée à ces permis, approbations ou autorisations.

4. Dans les 60 jours suivant la délivrance du présent certificat, ou dans tout autre délai fixé par l'Office, GSX PL doit embaucher un tiers indépendant agréé par l'Office à titre de responsable technique de la vérification du segment marin du pipeline.

   a) Le responsable technique de la vérification est une entreprise qui, de l'avis de l'Office, n'est d'aucune manière en conflit d'intérêts avec le projet Georgia Strait Crossing ni avec les promoteurs de ce projet. Cette entreprise est spécialisée dans la conception, la construction et l'exploitation de pipelines marins, notamment dans la vérification des matériaux de tels pipelines, la fabrication des tubes de canalisation, la mise à l'essai du réseau et la mise en service des installations.

   b) Le responsable technique de la vérification doit :

      (i) élaborer en toute indépendance des analyses, des rapports, des opinions, des conseils et des recommandations techniques d'expert et les déposer directement auprès de l'Office, en conformité avec le mandat décrit au paragraphe c) ci-dessous;

(ii) exécuter les tâches prévues dans le mandat décrit au paragraphe c) et assumer les responsabilités qui en découlent;

(iii) faire rapport sans délai à l'Office des infractions au paragraphe d).

c) GSX PL doit déposer auprès de l'Office, pour approbation, la description du mandat confié au responsable technique de la vérification. Ce mandat doit englober l'évaluation du système de gestion. Le mandat doit être exhaustif et viser principalement l'intégrité et la fiabilité de la structure du pipeline marin. Il doit indiquer les activités propres à faciliter la vérification de la précision et de l'exactitude des normes de conception, des scénarios, des risques, des critères de conception du projet, des méthodes de calcul de charge et de réponse ainsi que des résultats obtenus, de même que des spécifications et des plans. Le mandat doit aussi préciser les éléments nécessaires pour vérifier que les matériaux, la canalisation et les composantes ont été fabriqués conformément aux normes, aux spécifications et à la conception approuvées ainsi qu'aux exigences réglementaires, et que la construction et la mise à l'essai du pipeline ont été effectuées de la même façon.

d) GSX PL doit tout mettre en œuvre pour que l'autorité de vérification technique soit en mesure de consulter les renseignements, les données et la documentation dont elle a besoin pour accomplir les tâches prévues dans le cadre de son mandat.

e) L'Office peut retirer son approbation du responsable technique de la vérification si celui-ci :

(i) ne satisfait plus à la définition énoncée au paragraphe a) ci-dessus;

(ii) n'est pas en conformité avec le paragraphe b) ci-dessus.

Avant le début de la construction

5. GSX PL doit déposer auprès de l'Office, pour approbation :

a) au moins 30 jours avant d'entreprendre le dégagement de la végétation ou le creusement, ou dans tout autre délai fixé par l'Office, le programme d'assemblage du pipeline terrestre et de ses composantes, conformément à l'article 16 du RPT-99;

b) au moins 30 jours avant d'entreprendre la pose de canalisation de la section marine du pipeline, ou dans tout autre délai fixé par l'Office, le programme d'assemblage du pipeline marin et de ses composantes, conformément à l'article 16 du RPT-99.

6. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, avant d'entreprendre le dégagement de la végétation, le creusement ou la pose de canalisation de la section marine du pipeline, selon les premiers travaux entrepris, GSX PL doit, à la satisfaction de l'Office,

faire la preuve que des contrats de transport garanti des volumes de gaz garantis sur le pipeline proposé ont été conclus pour la capacité proposée, soit 100 970 GJ/j.

7. GSX PL doit, avant d'entreprendre le dégagement de la végétation, le creusement ou la pose de canalisation de la section marine du pipeline, selon les premiers travaux entrepris, confirmer que l'organisme de réglementation concerné a approuvé la construction de la centrale Vancouver Island Generation Project (VIGP) sur l'île de Vancouver et déposer auprès de l'Office une lettre signée par un dirigeant de BC Hydro affirmant l'intention de la Société de construire la centrale et donnant la date prévue du début des travaux.

8. GSX PL doit déposer auprès de l'Office, pour approbation, 60 jours avant d'entreprendre le dégagement de la végétation ou le creusement, ou dans tout autre délai fixé par l'Office, une évaluation des répercussions sur les ressources patrimoniales, y compris toute mesure d'atténuation supplémentaire relativement aux portions de l'emprise n'ayant pas fait précédemment l'objet d'une étude. GSX PL doit également déposer toute observation ou recommandation relative à cette évaluation et toute mesure d'atténuation proposée par la Direction de l'archéologie du ministère de la Gestion durable des ressources de la Colombie-Britannique, de même qu'une déclaration de GSX PL sur ses intentions quant à la mise en œuvre des recommandations.

9. GSX PL doit déposer auprès de l'Office, pour approbation, 60 jours avant de commencer le forage dirigé horizontal (FDH) ou la pose de la canalisation en mer, selon les premiers travaux entrepris, ou dans tout autre délai fixé par l'Office, toute observation ou recommandation relative à l'évaluation archéologique sous-marine et toute mesure d'atténuation proposée par la Direction de l'archéologie du ministère de la Gestion durable des ressources de la Colombie-Britannique, de même qu'une déclaration de GSX PL sur ses intentions quant à la mise en œuvre des recommandations.

10. GSX PL doit déposer auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant le début de la construction (ce qui signifie, pour la portion terrestre, les activités de dégagement de la végétation ou de creusement et, pour la portion marine, le début des opérations de pose de canalisation) ou dans tout autre délai fixé par l'Office, un document précisant les compétences et l'expérience des inspecteurs de l'environnement et du ou des spécialistes des sols qui participeront au projet.

11. GSX PL doit déposer auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant le début de la construction (ce qui signifie, pour la portion terrestre, les activités de dégagement de la végétation ou de creusement et, pour la portion marine, le début des opérations de pose de canalisation) ou dans tout autre délai fixé par l'Office, un exposé détaillé des renseignements relatifs aux mesures de protection environnementales qui seront présentés à tout le personnel sur le terrain dans le cadre d'un programme de formation environnementale propre au projet.

12. GSX PL doit déposer auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant le début de la construction (ce qui signifie, pour la portion terrestre, les activités de dégagement de la végétation ou de creusement et, pour la portion marine, le début des

opérations de pose de canalisation) ou dans tout autre délai fixé par l'Office, des exemplaires à jour de ses plans de protection et de remise en état de l'environnement (PPRÉE) et les cartes-tracés environnementales pour les portions marine et terrestre du gazoduc et le point d'arrivée à terre, qui comprennent tous les engagements en matière d'environnement et les mesures d'atténuation propres aux divers sites définis dans le cadre de la demande ainsi qu'une déclaration sur l'intention de GSX PL de mettre en oeuvre ces engagements et mesures.

13. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, si le procédé d'excavation par fonçage au jet devait être envisagé pour la section marine du pipeline, GSX PL doit déposer auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant le début des travaux de pose de la section marine du pipeline, les résultats d'un programme spécifique d'échantillonnage de sédiments pour tous les secteurs du tracé considéré qui seront excavés par fonçage au jet. Ce rapport devra inclure :

a) un protocole d'échantillonnage statistiquement valide et détaillé;

b) les résultats du programme d'échantillonnage de sédiments, indiquant si le degré de contamination mesuré est conforme ou non aux Directives intérimaires des tests de contamination d'Environnement Canada (2000);

c) toutes les mesures d'atténuation que GSX PL appliquerait si le niveau de contamination des échantillons de sédiments, prélevés dans la zone vulnérable du projet, n'était pas conforme aux Directives intérimaires des tests de contamination d'Environnement Canada (2000);

d) des copies de toute la correspondance et de tous les comptes rendus de réunions qui témoignent d'une consultation, pour l'élaboration du plan et des mesures d'atténuation, avec les organismes de réglementation compétents, notamment Environnement Canada et Pêches et Océans Canada;

e) des critères permettant de vérifier l'exactitude des prédictions de l'évaluation environnementale et d'évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation.

14. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, GSX PL doit déposer auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant le début des travaux de pose de la section marine du pipeline, un plan détaillé de surveillance et de suivi avant et après la construction. Ce plan doit inclure des critères scientifiques rigoureux qui seront utilisés pour vérifier l'exactitude des prédictions établies pendant la phase d'évaluation environnementale et pour évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation prévues pour protéger la flore et la faune benthiques le long du cap Keppel, près de la Réserve écologique 67. Des copies devront être remises de toute la correspondance et de tous les comptes rendus de réunions qui témoignent d'une consultation, pour l'élaboration du plan, avec les organismes de réglementation compétents, notamment Pêches et Océans Canada. Le programme de suivi doit inclure un échéancier de soumission des rapports à l'Office.

15. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, GSX PL doit déposer auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant le début des travaux de pose de la section marine du pipeline, un programme de suivi sur les effets de barrière. Ce programme doit inclure :

a) un calendrier du dépôt de rapports subséquents auprès de l'Office sur la vérification de l'exactitude des prédictions de l'évaluation environnementale, l'évaluation de l'efficacité des mesures d'atténuation élaborées pour réduire les effets de barrière sur les communautés benthiques et de toute mesure d'atténuation ultérieure proposée par GSX PL;

b) des copies de toute la correspondance et de tous les comptes rendus de réunions qui témoignent d'une consultation, pour l'élaboration du programme de suivi, avec les intéressés, notamment Environnement Canada et Pêches et Océans Canada;

c) une démarche détaillée pour vérifier, dans les zones où le pipeline est enfoui dans une tranchée, que celui-ci est enfoui à au moins 50 % de son diamètre et sur au moins 50 % de chaque tronçon de 100 m;

d) un sommaire et un calendrier des rapports à soumettre sur les expériences de capture et de marquage des crabes, un, deux, trois et cinq ans après la construction, et éventuellement sept ans après si Pêches et Océans Canada le juge nécessaire. Toute mesure d'atténuation ultérieurement proposée par GSX PL doit être incluse dans ces rapports.

16. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, GSX PL doit déposer auprès de l'Office, au moins 21 jours avant d'entreprendre le dégagement de la végétation ou le creusement, les résultats d'un relevé supplémentaire détaillé des oiseaux nicheurs afin de vérifier la présence de nids actifs dans un rayon de 100 m des lieux qui seront perturbés pendant la construction. Dans le cas des lieux où l'on observera des nids actifs d'oiseaux nicheurs, GSX PL devra présenter également un programme détaillé de mesures d'atténuation à des fins d'approbation, ainsi que des copies de toute correspondance et tout compte rendu de réunion attestant que l'élaboration du programme a été effectuée en consultation avec les autorités réglementaires compétentes, notamment Environnement Canada.

17. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, GSX PL doit déposer auprès de l'Office, au moins 21 jours avant d'entreprendre le dégagement de la végétation ou le creusement, une description de la méthode et des résultats d'un relevé préalable aux travaux de construction visant les espèces végétales qui figurent sur les listes fédérale et provinciale d'espèces préoccupantes dans l'ensemble de la partie terrestre de l'emprise. Là où des espèces préoccupantes pourraient être touchées par les travaux de construction, GSX PL devra également déposer un programme détaillé de mesures d'atténuation qui devront être approuvées, ainsi que des copies de toute correspondance et de tout compte rendu de réunion attestant que l'élaboration du programme a été effectuée en consultation avec les autorités réglementaires compétentes, notamment Environnement Canada.

18. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, GSX PL doit déposer auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant d'entreprendre le dégagement de la végétation ou le creusement, un programme de suivi destiné à vérifier l'exactitude des prévisions de l'évaluation environnementale et à évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation mises en œuvre à l'égard de l'orchidée blanche, du psilocarphe grêle, du thé de Californie et de toute autre espèce végétale figurant sur une liste fédérale ou provinciale de plantes préoccupantes qui pourrait être découverte pendant la campagne de relevés préalables à la construction. Des copies de toute correspondance et de tout compte rendu de réunion attestant que les autorités réglementaires compétentes, notamment Environnement Canada, ont été consultées pour l'élaboration du programme devront également être déposées. Le programme de suivi devra comprendre un échéancier de dépôt des rapports à l'Office.

19. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, GSX PL doit déposer auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant le début des travaux de pose de la section marine du pipeline, un programme de suivi pour vérifier l'exactitude des prédictions de l'évaluation des effets sur l'environnement de la formation de récifs artificiels. Des copies devront être remises de toute la correspondance et de tous les comptes rendus de réunions qui témoignent d'une consultation, pour l'élaboration du programme, avec les organismes de réglementation compétents, notamment Environnement Canada et Pêches et Océans Canada. Le programme de suivi devra comprendre un échéancier de dépôt des rapports à l'Office.

20. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, GSX PL doit effectuer toutes les études préconstruction en suspens, non visées par aucune autre condition, pour les portions terrestre et marine du pipeline, conformément aux engagements pris au cours de l'instance GH-4-2001, et en déposer les résultats auprès de l'Office pour approbation, 60 jours avant le début de la construction, y compris les activités de dégagement de la végétation ou le creusement et, pour les opérations marines, les opérations de pose de canalisation en mer. Les renseignements fournis doivent indiquer les effets négatifs éventuels et toute mesure d'atténuation supplémentaire qui devra être mise en œuvre.

21. GSX PL doit offrir aux propriétaires dont les puits sont situés dans les 50 m de l'emprise du pipeline et dans les 300 m des activités de dynamitage d'effectuer des analyses détaillées de l'eau de leurs puits en vue de recueillir des renseignements de base sur la qualité de l'eau et la fonction du puits, dont le rendement. Après la fin de la construction, GSX PL doit offrir aux propriétaires qui ont accepté ces analyses d'effectuer d'autres analyses et suivis afin de confirmer l'absence d'effets négatifs. Si les analyses révèlent un effet préjudiciable (détérioration de la qualité de l'eau ou du rendement du puits) pour l'un des puits en raison des activités de GSX PL, celle-ci doit adopter des mesures pour corriger la situation. GSX PL doit prendre dûment note de toute plainte reçue relativement à la qualité de l'eau ou à la fonction du puits dans les deux années suivant la construction et y donner suite. Enfin, dans les 14 jours de la réception d'une plainte, GSX PL doit déposer auprès de l'Office un résumé de la plainte et un compte rendu de la résolution ou du plan d'action envisagé.

22. GSX PL doit offrir aux propriétaires ayant des structures habitées dans les 50 m de l'emprise du pipeline d'effectuer, avant le dynamitage, des évaluations structurales détaillées. À l'achèvement de la construction, GSX PL doit offrir aux propriétaires qui ont accepté ces analyses d'effectuer des évaluations structurales postconstruction. Si les évaluations révèlent un effet préjudiciable pour l'une des structures habitées en raison des activités de GSX PL, celle-ci doit adopter des mesures visant à corriger la situation. GSX PL doit prendre dûment note de toute plainte reçue relativement aux répercussions du dynamitage sur les structures habitées dans les deux années suivant la construction et doit y donner suite. Enfin, dans les 14 jours de la réception d'une plainte, GSX PL doit déposer auprès de l'Office un résumé de la plainte et un compte rendu de sa résolution ou du plan d'action envisagé.

23. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, GSX PL doit déposer auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant d'entreprendre le dégagement de la végétation ou le creusement, un rapport faisant état des mesures envisagées pour analyser l'éventuelle présence de composants d'eaux usées dans les eaux souterraines rencontrées en cours d'excavation. Le rapport doit :

a) donner un aperçu de la méthode utilisée pour les analyses;

b) préciser les composants d'eaux usées à rechercher dans les analyses;

c) définir les niveaux acceptables de chaque composant;

d) préciser la fréquence des analyses;

e) dresser un plan d'atténuation et d'évacuation des eaux qui dépassent les limites acceptables.

24. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, GSX PL doit déposer auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant d'entreprendre le dégagement de la végétation ou le creusement, un rapport faisant état des mesures envisagées pour l'analyse des puits 18200, 27402, 28298 et 29881, plus précisément le rendement et la qualité de l'eau avant, pendant et après le FDH. Le rapport doit :

a) donner un aperçu de la méthode utilisée pour les analyses;

b) préciser le niveau acceptable de qualité de l'eau et de rendement du puits;

c) préciser la fréquence des analyses;

d) indiquer la période pendant laquelle les analyses se poursuivront après les travaux de FDH;

e) indiquer toute mesure d'atténuation additionnelle qui serait mise en œuvre.

25. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, GSX PL doit déposer auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant d'entreprendre le dégagement de la végétation ou le creusement, un rapport faisant état des mesures envisagées pour que, après le remblayage et le compactage, les matériaux de remblai de la tranchée aient des propriétés de perméabilité équivalentes à celles des sols avoisinants. Le rapport doit :

a) préciser les analyses qui seront effectuées sur place avant la construction;

b) préciser la méthode d'analyse d'infiltration utilisée;

c) indiquer les critères de détermination des limites de perméabilité acceptables par rapport aux conditions existantes;

d) préciser la fréquence des analyses;

e) prévoir des mesures d'atténuation si la perméabilité ne respecte pas les limites acceptables.

Pendant les travaux de construction

26. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, GSX PL doit déposer auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant de commencer le forage dirigé horizontal (FDH) au point d'arrivée à terre de Manley Creek, un plan détaillé de gestion environnementale propre au site considéré. Ce plan doit :

a) indiquer les dangers éventuels qui pourraient survenir;

b) indiquer les mesures d'atténuation, de compensation et de surveillance propres au site et requises par Pêches et Océans Canada et par Environnement Canada;

c) indiquer tous les systèmes de confinement additionnels (par ex., barrages flottants et dispositifs de contrôle du fond océanique) qui seraient utilisés pour réduire au minimum les risques de déversement de boue au-delà des limites de l'entonnoir;

d) préciser que les ajustements de densité de la boue de forage ne se feront qu'à l'aide de substances inertes ou non toxiques;

e) indiquer et expliquer toute mesure d'atténuation pour le lancement du train de tubes de forage;

f) inclure un plan de surveillance visant à quantifier les effets de la boue de forage sur la flore marine à l'emplacement du FDH.

27. GSX PL ne doit pas commencer les travaux de FDH partiel ou d'excavation d'une tranchée complète, en guise de solution de rechange au FDH proposé à Manley Creek, avant que :

a) GSX PL dépose auprès de l'Office un rapport expliquant en détail les raisons pour lesquelles le FDH proposé n'est pas faisable ou n'a pas été réalisé avec succès;

b) GSX PL consulte Environnement Canada et Pêches et Océans Canada, obtienne tous les permis nécessaires et dépose un plan de franchissement, propre au site, pour un FDH partiel ou l'excavation d'une tranchée complète, ainsi qu'un plan de surveillance de la zostère comprenant des dessins à l'échelle identifiant toutes les zones susceptibles d'être perturbées par la construction;

c) GSX PL reçoive une approbation écrite de l'Office autorisant le commencement de travaux de FDH partiel ou d'excavation d'une tranchée complète.

28. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, GSX PL doit prendre toutes les mesures jugées raisonnables pour construire la portion marine du pipeline entre les mois d'octobre et d'avril afin de réduire au minimum les interactions possibles avec les mammifères marins. Si GSX PL détermine que la construction doit se poursuivre au-delà du mois d'avril, elle doit déposer auprès de l'Office, pour approbation, au moins 30 jours avant le 30 avril :

a) des renseignements sur l'avancement des activités de construction marine et un calendrier des travaux à jour, y compris la date d'achèvement prévue;

b) les mesures d'atténuation et plans de suivi que GSX PL pourrait mettre en œuvre relativement aux activités de construction qui se dérouleraient en dehors du créneau prévu;

c) des copies de toute la correspondance et de tous les comptes rendus de réunions qui témoignent d'une consultation, pour l'élaboration des plans de suivi, avec les intéressés, notamment Pêches et Océans Canada.

Après la construction

29. GSX PL doit démontrer, à la satisfaction de l'Office, avant la mise en exploitation du pipeline, que celui-ci a été conçu de façon à préserver :

a) son exploitabilité avec peu de dommages, voire sans dommage, pour un tremblement de terre type, dont la probabilité de dépassement est de 10 % sur 50 ans;

b) le confinement du gaz pour un tremblement de terre type, dont la probabilité de dépassement est de 2 % sur 50 ans.

30. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, GSX PL doit déposer un rapport annuel auprès de l'Office et d'Environnement Canada dès l'année suivant la mise en service du Vancouver Island Generation Project (VIGP) et jusqu'à la fin de 2010. Ce rapport doit faire état de la quantité annuelle d'émissions de gaz à effet de serre des installations Island Cogeneration Project (ICP) et VIGP ainsi que fournir des renseignements détaillés à propos de ces deux installations sur les mesures

compensatoires mises en œuvre visant à montrer que BC Hydro se conforme à son engagement envers le public, selon lequel elle doit compenser 50 % des GES.

31. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, GSX PL doit déposer pour approbation, dans les 90 jours précédant la mise en exploitation du pipeline, un rapport sur les résultats de son étude du bruit effectuée après la construction. Le rapport doit inclure les données sur le bruit produit par la portion marine du pipeline, en fonction d'une plage représentative du débit, de la pression, des conditions de fonctionnement des compresseurs et de tout autre facteur de bruit. Ces données devront permettre de déterminer le niveau du bruit produit par le pipeline par rapport au bruit de fond, ainsi que la distance de propagation du bruit du pipeline dans la colonne d'eau. Si les résultats des essais indiquent que les épaulards et les marsouins communs détecteraient le bruit du pipeline, GSX PL doit consulter Pêches et Océans Canada et inclure dans le rapport toute mesure d'atténuation supplémentaire qu'elle prévoit prendre pour réduire le niveau de bruit.

32. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, GSX PL doit déposer auprès de l'Office, dans les six mois suivant la date où les installations sont mises en service, et au plus tard le 31 janvier qui suit chacune des première, deuxième et troisième saisons de croissance, un rapport qui :

a) décrit l'état de toute question environnementale nouvelle ou en suspens touchant les portions terrestre ou marine du pipeline ou le point d'arrivée à terre;

b) fournit une description des mesures que GSX PL se propose de prendre relativement à toute question environnementale nouvelle ou en suspens;

c) fournit une évaluation de l'efficacité des mesures d'atténuation appliquées sur l'emprise des portions terrestre et marine du pipeline et du point d'arrivée à terre, y compris pour le nettoyage final et la remise en état de l'emprise de la portion terrestre et du point d'arrivée à terre;

d) contient des cartes-tracés environnementales d'ouvrage fini.

Échéance du certificat

33. À moins d'indication contraire de la part de l'Office avant le 31 décembre 2005, le présent certificat viendra à échéance le 31 décembre 2005, sauf si la construction des installations approuvées a commencé avant cette date.

Tableau A-1
Concordance entre les recommandations du Rapport de la CEC et les conditions du certificat

Recommandation de la CEC	Condition du certificat	Question préoccupante
1	20	Études préconstruction, portions marine et terrestre
2	26	Plan de gestion environnementale du FDH
3	27	Tranchée à ciel ouvert ou FDH partiel à Manley Creek
4	14	Surveillance et suivi environnementaux au cap Keppel
5	13	Fonçage au jet pour le pipeline marin
6	19	Suivi des effets de formation de récifs
7	15	Suivi des effets de barrière
8	28	Créneau de construction du pipeline marin
9	31	Étude du bruit causé par l'exploitation du pipeline marin
10	23	Essai des eaux souterraines durant l'excavation
11	24	Essai des puits près du FDH à Manley Creek
12	25	Essais de perméabilité et de compactage des matériaux de remblai
13	21	Évaluation des effets du dynamitage sur les puits
14	22	Évaluations structurales avant et après le dynamitage
15	10	Compétences des inspecteurs et du ou des spécialistes des sols
16	17	Relevés des plantes figurant sur les listes d'espèces préoccupantes
17	18	Suivi des plantes figurant sur les listes d'espèces préoccupantes
18	16	Relevés d'oiseaux nicheurs
19	8	Évaluation des effets sur les ressources patrimoniales
20	9	Évaluation archéologique sous-marine
21	1	Conformité à l'information contenue dans la demande
22	3	Copies des permis dans le bureau de chantier
23	2	Respect des engagements en matière d'environnement et de sécurité
24	12	PPRÉE et cartes-tracés environnementales mis à jour
25	11	Mesures de protection environnementale communiquées au personnel sur le terrain
26	32	Suivis environnementaux
-	4	Rôle du responsable technique de la vérification
-	5	Assemblage des tronçons marin et terrestre
-	6	Contrats de transport garanti conclus
-	7	Approbation réglementaire de la centrale VIGP
-	29	Exploitabilité et confinement pour tremblements de terre types
-	30	Rapport sur les émissions de GES et la compensation
-	33	Échéance du certificat

Annexe IV

Réponse du gouvernement du Canada au Rapport de la Commission d'examen conjoint

INTRODUCTION

Le 30 juillet 2003, la Commission d'examen environnemental conjoint de l'Office national de l'énergie (ONÉ) et de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (la Commission) a rendu public son rapport d'évaluation environnementale assorti de 26 recommandations concernant la construction et l'exploitation du projet de pipeline GSX Canada (projet GSX). La Commission conclut que le projet GSX n'est pas susceptible d'entraîner des effets négatifs sur l'environnement à condition que soient mises en oeuvre les mesures d'atténuation appropriées, déterminées pendant l'examen, et que les recommandations de la Commission soient suivies et mises en oeuvre.

Le présent document constitue la réponse du gouvernement du Canada aux recommandations de la Commission et aborde les modalités suivant lesquelles le gouvernement du Canada entend y donner suite.

CONTEXTE

Georgia Strait Crossing Pipeline (GSX PL) a déposé auprès de l'Office national de l'énergie (ONÉ) une demande de certificat d'utilité publique en vertu de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie l'ONÉ (* Loi sur l'ONÉ *)* en vue de construire et d'exploiter le projet de pipeline GSX Canada (le projet GSX). Le projet GSX représente le tronçon canadien d'un nouveau gazoduc international, que l'on appelle le projet Georgia Strait Crossing (ou pipeline GSX), qui a pour but d'acheminer du gaz naturel de Sumas, dans l'État de Washington, jusqu'à l'île de Vancouver. La demande de certificat de nécessité publique en vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ a entraîné le déclenchement d'une évaluation environnementale du projet en vertu de l'alinéa 5(2)*a)* de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE). Il faut aussi que le projet obtienne du ministère de Pêches et des Océans les autorisations et approbations voulues en vertu du paragraphe 35(2) de la *Loi sur les pêches* et en vertu de la *Loi sur la protection des eaux navigables* et se voir délivrer par Environnement Canada un permis d'élimination en mer en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* . L'obligation d'obtenir les autorisations, approbations et permis en vertu de la *Loi sur les pêches* , de la *Loi sur la protection des eaux navigables* et de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* fait en sorte qu'il faut aussi procéder à une évaluation environnementale en vertu de l'alinéa 5(1)*d)* de la LCÉE.

Le 15 août 2001, l'ONÉ et le ministre de l'Environnement ont signé une entente dans laquelle ils convenaient de confier à une Commission d'examen conjoint (Commission) l'évaluation du projet GSX. La Commission devait agir à la fois comme Commission d'examen conjoint en vertu de la LCÉE afin de présenter des recommandations au ministre de l'Environnement et comme Comité de l'ONÉ en vertu de la Loi sur l'ONÉ en vue d'étudier toutes les questions portant sur la

demande de certificat en vertu de l'article 52. En vertu de la LCÉE, la Commission devait étudier les effets environnementaux du projet GSX ainsi que le bien-fondé des mesures d'atténuation et rédiger un rapport exposant ses justifications, conclusions et recommandations, notamment toutes les mesures d'atténuation et programmes de suivi.

Dans son rapport publié le 30 juillet 2003, la Commission en est arrivée à la conclusion que le projet GSX n'est pas susceptible d'entraîner des effets négatifs importants sur l'environnement à condition que ses recommandations soient mises en oeuvre et que les mesures d'atténuation appropriées déterminées pendant l'examen conjoint soient mises en oeuvre. La Commission a recommandé que le projet GSX soit autorisé à passer à l'étape de la prise de décisions réglementaires et ministérielles à condition que les recommandations contenues dans son rapport fassent partie des exigences de toute approbation délivrée par l'ONÉ.

Conformément au paragraphe 37(1.1) de la LCÉE, les autorités responsables doivent prendre en compte le rapport de la Commission et, avec l'agrément du gouverneur en conseil, y donner suite. L'objet de cette réponse est de permettre au gouvernement de s'acquitter de cette obligation.

Le gouvernement du Canada accepte la recommandation de la Commission que le projet GSX soit autorisé à passer à l'étape de la prise de décisions réglementaires et ministérielles. Le gouvernement du Canada est d'avis que le projet GSX n'est pas susceptible d'entraîner des effets négatifs importants sur l'environnement, pourvu que tous les engagements environnementaux que GSX PL a pris dans sa demande de certificat en vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, que tous les engagements pris pendant l'examen conjoint soient mis en oeuvre, et que les recommandations de la Commission précisées par cette réponse soient mises en oeuvre. Dans les cas où des ministères et organismes autres que l'ONÉ ont à prendre des décisions réglementaires à propos du projet GSX, la réponse du gouvernement renvoie à des exigences supplémentaires qui font partie des processus réglementaires de ces ministères et organismes.

La réponse vient mettre un terme au processus d'évaluation environnementale du projet GSX par la Commission. Les documents portant sur les programmes de suivi que devra mettre en oeuvre GSX PL seront versés dans le registre public que tient l'ONÉ.

Le gouvernement du Canada sait que certaines des caractéristiques du projet ne sont pas encore finalisées et qu'elles seront établies par les processus décisionnels réglementaires et ministériels. Les organismes de réglementation prendront des mesures efficaces de surveillance, d'inspection et de mise en application, de sorte que toutes les caractéristiques du projet respecteront les exigences en matière de réglementation, de la construction du pipeline jusqu'à sa désaffectation.

Une fois rendue publique la réponse du gouvernement, la Commission décidera si elle doit délivrer un certificat en vertu de la Loi sur l'ONÉ. La délivrance d'un certificat en vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ sera assujettie à l'approbation du gouverneur en conseil.

RECOMMANDATIONS CONTENUES DANS LE RAPPORT DE LA COMMISSION D'EXAMEN CONJOINT

Recommandation 1

La Commission recommande que GSX PL effectue toutes les études préconstruction en suspens, non visées par aucune autre condition, pour les portions terrestre et marine du gazoduc, conformément aux engagements pris au cours de l'instance GH-4-2001, et qu'elle en dépose les résultats auprès de l'Office pour approbation, 60 jours avant le début de la construction, y compris les activités de déboisement ou d'excavation et les activités de pose de canalisation en mer. Les renseignements fournis doivent indiquer les effets négatifs éventuels et toute mesure d'atténuation supplémentaire qui devra être mise en œuvre.

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation, sous réserve des conditions suivantes. GSX PL devra consulter les organismes réglementaires et scientifiques appropriés du gouvernement fédéral, et leur présenter les résultats de ses études bien avant de les transmettre à l'Office pour approbation. Avant de délivrer des autorisations réglementaires ou de conclure des ententes, le gouvernement du Canada exigera que GSX PL termine les études préconstruction en suspens. Avant d'accorder de nouveaux permis et autorisations, le gouvernement du Canada devra obtenir de ses experts la confirmation que les résultats des études sont satisfaisants et que les mesures d'atténuation proposées sont adéquates. GSX PL devra fournir suffisamment de détails sur les études ainsi que d'autres renseignements tenant compte des exigences particulières des permis ou autorisations délivrés par le gouvernement fédéral.

Recommandation 2

La Commission recommande que GSX PL dépose auprès de l'Office, pour approbation, 60 jours avant de commencer le forage horizontal dirigé (FHD) au point d'arrivée à terre de Manley Creek, un plan détaillé de gestion environnementale propre au site considéré. Ce plan devra :

a. *indiquer les dangers éventuels (étude sur les dangers et l'exploitabilité) qui pourraient survenir;*

b. *indiquer les mesures d'atténuation, de compensation et de surveillance propres au site et requises par Pêches et Océans Canada et par Environnement Canada;*

c. *indiquer tous les systèmes de confinement additionnels (p. ex., barrages flottants et dispositifs de contrôle du fond océanique) qui seraient utilisés pour réduire au minimum les risques de déversement de boue au-delà des limites de l'entonnoir;*

d. *préciser que les ajustements de densité de la boue de forage ne se feraient qu'à l'aide de substances inertes ou non toxiques;*

e. *indiquer et expliquer toute mesure d'atténuation pour le lancement du train de tubes de forage;*

f. *inclure un plan de surveillance visant à quantifier les effets de la boue de forage sur la flore marine au point de sortie du forage.*

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation sous réserve des conditions suivantes et souligne qu'il est déterminé à ce que les effets environnementaux soient gérés et surveillés efficacement.

Il s'engage à examiner le plan de gestion de l'environnement auquel seront assujettis les permis et autorisations qu'il délivrera. Il est donc à l'avantage de GSX PL d'amorcer sans tarder des pourparlers avec EC et le MPO et de les faire participer à la planification du projet avant de présenter son plan à l'Office pour approbation.

GSX PL devra obtenir un permis d'élimination en mer en vertu de la partie 7 de la LCPE (1999) pour procéder aux travaux de FHD et excaver la tranchée du pipeline. GSX PL doit se conformer aux conditions réglementaires d'EC; EC exigera que GSX PL lui fournisse des renseignements supplémentaires avant de lui délivrer un permis d'élimination en mer.

En engageant rapidement des pourparlers avec les organismes fédéraux, GSX PL accélérera le processus d'approbation réglementaire. En outre, GSX PL devra consulter les organismes fédéraux appropriés pour déterminer quels renseignements doivent figurer dans le rapport de suivi mentionné par la Commission dans sa recommandation 2(f), étant donné que la recommandation ne les précisent pas. GSX PL pourra compter pour ce faire sur l'expertise scientifique du gouvernement fédéral.

Recommandation 3

La Commission recommande que GSX PL ne commence pas les travaux de FHD partiel ou d'excavation d'une tranchée complète, en guise de solution de rechange au FHD proposé à Manley Creek, avant que :

a. *GSX PL dépose auprès de l'Office un rapport expliquant en détail les raisons pour lesquelles le FHD proposé n'est pas faisable ou n'a pas été réalisé avec succès;*

b. *GSX PL consulte Environnement Canada et Pêches et Océans Canada, obtienne tous les permis nécessaires et dépose un plan de franchissement, propre au site, pour un FHD partiel ou l'excavation d'une tranchée complète, ainsi qu'un plan de surveillance de la zostère comprenant des dessins à l'échelle identifiant toutes les zones susceptibles d'être perturbées par la construction;*

c. *GSX PL reçoive une approbation écrite de l'Office autorisant le commencement de travaux de FHD partiel ou d'excavation d'une tranchée complète.*

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation, sous réserve des conditions suivantes. Avant de présenter à l'Office une solution de rechange aux travaux de FHD à Manley

Creek, GSX PL doit consulter le MPO et EC pour discuter des solutions de rechange ainsi que de la raison pour laquelle elle voudrait modifier le FHD ou y renoncer.

Toute solution de rechange au FHD exigera une autorisation en vertu de la *Loi sur les pêches* . GSX PL doit se conformer aux conditions réglementaires du MPO; comme l'approbation réglementaire constitue une étape postérieure à l'évaluation environnementale, le MPO pourrait exiger que le GSX PL lui fournisse des renseignements supplémentaires avant de lui accorder une autorisation.

Recommandation 4

La Commission recommande que GSX PL dépose auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant le début des travaux de pose de la section marine du pipeline, un plan détaillé de surveillance et de suivi avant et après la construction. Ce plan doit inclure des critères scientifiques rigoureux qui seront utilisés pour vérifier l'exactitude des prédictions établies pendant la phase d'évaluation environnementale et pour évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation prévues pour protéger la flore et la faune benthiques le long du cap Keppel, près de la RÉ 67. Des copies devront être remises de toute la correspondance et de tous les comptes rendus de réunions qui témoignent d'une consultation, pour l'élaboration du plan, avec les organismes de réglementation compétents, notamment Pêches et Océans Canada. Le programme de suivi doit inclure un échéancier de soumission des rapports à l'Office.

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation, sous réserve des conditions suivantes. Le MPO s'engage à collaborer avec GSX PL pour dresser un plan de surveillance et de suivi avant et après la construction, auquel participeront EC et d'autres organismes fédéraux, le cas échéant. GSX PL doit soumettre à l'approbation du MPO un plan détaillé de surveillance et de suivi avant de demander à l'Office de l'approuver.

Le gouvernement du Canada convient que cette recommandation porte sur un problème précis soulevé pendant l'examen et constate que le MPO collabore avec GSX PL pour dresser des plans de surveillance et de suivi d'autres éléments marins qui se trouvent dans la zone du cap Keppel et de la réserve écologique 67.

Recommandation 5

Si le procédé d'excavation par fonçage au jet devait être envisagé pour la section marine du pipeline, la Commission recommande que GSX PL dépose auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant le début des travaux de pose de la section marine du pipeline, les résultats d'un programme spécifique d'échantillonnage de sédiments pour tous les secteurs du tracé considéré qui seront excavés par fonçage au jet. Ce rapport devra inclure :

a. *un protocole d'échantillonnage statistiquement valide et détaillé;*

b. *les résultats du programme d'échantillonnage de sédiments, indiquant si le degré de contamination mesuré est conforme ou non aux Directives intérimaires des tests de contamination d'Environnement Canada (2000);*

c. *toutes les mesures d'atténuation que GSX PL appliquerait si le niveau de contamination des échantillons de sédiments, prélevés dans la zone vulnérable du projet, n'était pas conforme aux Directives intérimaires des tests de contamination d'Environnement Canada (2000);*

d. *des copies de toute la correspondance et de tous les comptes rendus de réunions qui témoignent d'une consultation, pour l'élaboration du plan et des mesures d'atténuation, avec les organismes de réglementation compétents, notamment Environnement Canada et Pêches et Océans Canada;*

e. *des critères permettant de vérifier l'exactitude des prédictions d'évaluation environnementale et d'évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation.*

Réponse

La Commission conclut que si GSX PL envisage d'utiliser le procédé d'excavation par fonçage au jet pour la section marine du pipeline, il lui faudrait obtenir les approbations appropriées de l'Office. Cependant, le gouvernement du Canada n'accepte pas cette méthode de construction pour ce projet.

Le MPO a discuté avec GSX PL avant les audiences orales du procédé d'excavation par fonçage au jet et lui a fait savoir que cette option n'était pas envisageable. Compte tenu des effets nuisibles sur l'environnement du procédé d'excavation par fonçage au jet, GSX PL ne l'a pas inclus dans ses plans de remise en état et de compensation et a plutôt élaboré des solutions de rechange plus respectueuses de l'environnement. Le MPO continuera de collaborer avec GSX PL pour trouver des méthodes de construction qui auront moins d'effets sur l'environnement que l'excavation par fonçage au jet.

Recommandation 6

La Commission recommande que GSX PL dépose auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant le début des travaux de pose de la section marine du pipeline, un programme de suivi pour vérifier l'exactitude des prédictions de l'évaluation des effets sur l'environnement de la formation de récifs artificiels. Des copies devront être remises de toute la correspondance et de tous les comptes rendus de réunions qui témoignent d'une consultation, pour l'élaboration du programme, avec les organismes de réglementation compétents, notamment Environnement Canada et Pêches et Océans Canada. Le programme de suivi devra comprendre un échéancier de dépôt des rapports à l'Office.

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation, sous réserve des conditions suivantes. Pour se conformer à cette recommandation, GSX PL devra faire référence aux études des conditions de base jugées acceptables par le gouvernement du Canada et en fonction desquelles on pourra mesurer la surveillance après la construction.

GSX PL devrait confirmer que le programme de suivi satisfait aux exigences du MPO et d'EC, ainsi que d'autres organismes fédéraux appropriés, avant de le déposer auprès de l'Office.

Recommandation 7

La Commission recommande que GSX PL dépose auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant le début des travaux de pose de la section marine du pipeline, un programme de suivi sur les effets de barrière. Ce programme devra inclure :

a. *un calendrier du dépôt de rapports subséquents auprès de l'Office sur la vérification de l'exactitude des prédictions de l'évaluation environnementale, l'évaluation de l'efficacité des mesures d'atténuation élaborées pour réduire les effets de barrière sur les communautés benthiques et de toute mesure d'atténuation ultérieure proposée par GSX PL;*

b. *des copies de toute la correspondance et de tous les comptes rendus de réunions qui témoignent d'une consultation, pour l'élaboration du programme de suivi, avec les intéressés, notamment Environnement Canada et Pêches et Océans Canada;*

c. *une démarche détaillée pour vérifier, dans les zones où le pipeline est enfoui dans une tranchée, que celui-ci est enfoui à au moins 50 % de son diamètre et sur au moins 50 % de chaque tronçon de 100 m;*

d. *un sommaire et un calendrier des rapports à soumettre sur les expériences de capture et de marquage des crabes, un, deux, trois et cinq ans après la construction, et éventuellement sept ans après si Pêches et Océans Canada le juge nécessaire. Toute mesure d'atténuation ultérieurement proposée par GSX PL devra être incluse dans ces rapports.*

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation, sous réserve des conditions suivantes. Le gouvernement du Canada, et en particulier le MPO, s'engage à collaborer avec GSX PL pour dresser un plan visant à atténuer ou à supprimer les effets de barrière.

Le MPO pourrait exiger des rapports selon une fréquence différente de celle décrite au paragraphe (d). Le calendrier proposé par la Commission semble raisonnable, mais le MPO est disposé à élaborer avec le promoteur un calendrier qui correspond mieux aux activités de GSX PL. Les rapports de GSX PL devront faire référence aux études de base acceptables par le gouvernement du Canada et permettre de mesurer la surveillance après la construction. La structure des rapports devra aussi satisfaire aux exigences du MPO avant d'être présentés à l'Office.

Recommandation 8

La Commission recommande que GSX PL prenne toutes les mesures jugées raisonnables pour construire la portion marine du pipeline entre les mois d'octobre et avril afin de réduire au minimum les interactions possibles avec les mammifères marins. Si GSX PL détermine que la construction devra se poursuivre au-delà du mois d'avril, GSX PL devra déposer auprès de l'Office, pour approbation, au moins 30 jours avant le 30 avril :

a. *des renseignements sur l'avancement des activités de construction marine et un calendrier des travaux à jour, y compris la date d'achèvement prévue;*

b. *les mesures d'atténuation et plans de suivi que GSX PL pourrait mettre en oeuvre relativement aux activités de construction qui se dérouleraient en dehors du créneau prévu;*

c. *des copies de toute la correspondance et de tous les comptes rendus de réunions qui témoignent d'une consultation, pour l'élaboration des plans de suivi, avec les intéressés, notamment Pêches et Océans Canada.*

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte l'esprit de la recommandation, qui est de limiter les activités de construction dans les zones préoccupantes. Cependant, le MPO n'est pas d'accord avec le calendrier que recommande la Commission pour les zones particulièrement fragiles, comme le passage Boundary, auxquelles des créneaux de construction plus restreints devraient s'appliquer. Comme il est mentionné dans le rapport de la Commission, le MPO a soutenu que le créneau de construction du tracé de la portion marine du pipeline utilisé saisonnièrement par les orques résidants du Sud ne devrait pas déborder de la période de novembre à mars afin de protéger cette espèce en péril.

Les orques résidants du Sud sont en danger (COSEPAC 2001) et sont inscrits à l'annexe 1 de la *Loi sur les espèces en péril* (LEP). À compter du 1er juin 2004, il sera interdit de les blesser, de les harceler ou de les tuer. Si la construction se poursuit une fois les interdictions en vigueur, GSX PL devra respecter la LEP, comme il est mentionné dans le rapport de la Commission. L'habitat essentiel de cette population en vertu de la LEP n'est toujours pas déterminé mais le sera probablement avant juin 2006, quand entreront en vigueur les interdictions concernant la destruction de leur habitat essentiel. Le COSEPAC est en train de réévaluer le statut du marsouin commun, et des interdictions en vertu de la LEP pourraient aussi s'appliquer à cette espèce, selon le statut qui lui sera réservé.

En vertu de l'article 79 de la LEP qui est entré en vigueur le 5 juin 2003, il faut notifier aux ministres fédéraux compétents tout projet susceptible de toucher une espèce sauvage inscrite ou son habitat essentiel. Il faut également mettre en oeuvre des mesures d'atténuation et de surveillance pour éviter ou amoindrir ces effets sur les espèces sauvages inscrites. Conscient des obligations qui lui incombent en vertu de l'article 79 de la LEP et sensible aux préoccupations du public sur la question, la Commission a avisé le ministre des Pêches et des Océans Canada le 22 septembre 2003 qu'une espèce sauvage inscrite (les orques résidants du Sud) pourrait être touchée par le projet GSX.

Après le dépôt du rapport de la Commission, GSX PL et le MPO se sont rencontrés pour discuter de la question. GSX PL a accepté en principe de respecter un créneau de construction acceptable dans le passage Boundary comme l'exigeait le MPO. Les pourparlers se poursuivent concernant les autres activités de construction ayant des effets potentiels moins prononcés et qu'il ne faudrait pas nécessairement restreindre au créneau de novembre à mars.

Recommandation 9

La Commission recommande que GSX PL dépose auprès de l'Office, pour approbation, dans les 90 jours précédant la mise en exploitation du pipeline, un rapport sur les résultats de son étude du bruit effectuée après la construction. Le rapport devra inclure les données sur le bruit produit par la portion marine du pipeline, en fonction d'une plage représentative du débit, de la pression, des conditions de fonctionnement des compresseurs et de tout autre facteur de bruit. Ces données devront permettre de déterminer le niveau du bruit produit par le pipeline par rapport au bruit de fond, ainsi que la distance de propagation du bruit du pipeline dans la colonne d'eau. Si les résultats des essais indiquent que les épaulards et les marsouins communs détecteraient le bruit du pipeline, GSX PL devra consulter Pêches et Océans Canada et inclure dans le rapport toute mesure d'atténuation supplémentaire qu'elle prévoit prendre pour réduire le niveau de bruit.

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation, sous réserve des conditions suivantes. Le gouvernement du Canada relève qu'il revient à GSX PL d'élaborer et de mettre en oeuvre les mesures d'atténuation. Le MPO doit veiller à ce que ces mesures soient appropriées et mises en oeuvre.

GSX PL devra transmettre au MPO les résultats et les conclusions des essais suite aux études recommandées par la Commission, peu importe leur issue. Le MPO examinera les données relatives à toutes les mesures d'atténuation proposées par GSX PL et lui indiquera les changements à apporter, le cas échéant. Une fois le pipeline en exploitation, le bruit ne devrait pas être détectable pour les baleines à dents, ce que les études recommandées par la Commission aideront à confirmer ou à infirmer. .

Recommandation 10

La Commission recommande que GSX PL dépose auprès de l'Office, pour approbation, et cela au moins 60 jours avant d'entreprendre le dégagement de la végétation ou le creusement, un rapport faisant état des mesures envisagées pour analyser l'éventuelle présence de composants d'eaux usées dans les eaux souterraines rencontrées en cours d'excavation. Le rapport devra :

a. *donner un aperçu de la méthode utilisée pour les analyses;*

b. *préciser les composants d'eaux usées à rechercher dans les analyses;*

c. *définir les niveaux acceptables de chaque composant;*

d. *préciser la fréquence des analyses;*

e. *dresser un plan d'atténuation et d'évacuation des eaux qui dépassent les limites acceptables.*

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation et constate que la qualité des eaux souterraines est une question qui préoccupe le gouvernement du Canada et la Colombie-Britannique. Les territoires et les provinces ont le rôle principal en gestion de l'eau. Comme il fait partie du Conseil canadien des ministres de l'Environnement, le gouvernement du Canada collabore avec les provinces et les territoires à l'établissement des lignes directrices sur la qualité de l'eau. Le gouvernement du Canada est disposé à conseiller la province quant à un plan d'analyse des eaux souterraines pendant l'excavation.

Recommandation 11

La Commission recommande que GSX PL dépose auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant d'entreprendre le dégagement de la végétation ou le creusement, un rapport faisant état des mesures envisagées pour l'analyse des puits 18200, 27402, 28298 et 29881, plus précisément le rendement et la qualité de l'eau avant, pendant et après la construction du FHD. Le rapport devra :

a. *donner un aperçu de la méthode utilisée pour les analyses;*

b. *préciser le niveau acceptable de qualité de l'eau et le rendement des puits;*

c. *préciser la fréquence des analyses;*

d. *indiquer la période pendant laquelle les analyses se poursuivront après la construction du FHD;*

e. *indiquer toute mesure d'atténuation additionnelle qui serait mise en œuvre.*

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte la recommandation et constate que la qualité de l'eau est une question qui préoccupe le gouvernement du Canada et la Colombie-Britannique.

Le gouvernement du Canada fait de la qualité de l'eau une priorité. La plupart des organismes provinciaux et territoriaux se servent des Recommandations pour la qualité de l'eau potable au Canada pour élaborer leurs propres objectifs et normes en matière d'eau potable. Le gouvernement du Canada est disposé à conseiller la province quant à un plan d'analyse des puits pour assurer la qualité et le rendement de l'eau.

Recommandation 12

La Commission recommande que GSX PL dépose auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant d'entreprendre le dégagement de la végétation ou le creusement, un rapport faisant état des mesures envisagées pour que, après le remblayage et le compactage, les matériaux de remblai de la tranchée aient des propriétés de perméabilité équivalentes à celles des sols avoisinants. Le rapport devra :

a. *préciser quelles analyses seront effectuées sur place avant la construction;*

b. *préciser la méthode d'analyse d'infiltration utilisée;*

c. *indiquer les critères de détermination des limites de perméabilité acceptables par rapport aux conditions existantes;*

d. *préciser la fréquence des analyses;*

e. *prévoir des mesures d'atténuation si la perméabilité ne respecte pas les limites acceptables.*

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation et constate que la qualité des eaux souterraines est une question qui préoccupe le gouvernement du Canada et la Colombie-Britannique. Le gouvernement du Canada fait de la qualité de l'eau une priorité. Il est disposé à collaborer avec la province pour dresser un plan d'analyse adéquat pour veiller à ce que l'hydrologie des eaux souterraines locales ne soit pas perturbée aux abords de la tranchée.

Recommandation 13

La Commission recommande que GSX PL offre aux propriétaires dont les puits sont situés dans les 50 m de l'emprise du pipeline et dans les 300 m des activités de dynamitage d'effectuer des analyses détaillées de l'eau de leurs puits en vue de recueillir des renseignements de base sur la qualité de l'eau et la fonction du puits, dont le rendement. Après la fin de la construction, GSX PL devra offrir aux propriétaires qui ont accepté ces analyses d'effectuer d'autres analyses et suivis afin de confirmer l'absence d'effets négatifs. Si les analyses révèlent un effet préjudiciable (détérioration de la qualité de l'eau ou du rendement du puits) pour l'un des puits en raison des activités de GSX PL, celle-ci devra adopter des mesures pour corriger la situation. GSX PL devra prendre dûment note de toute plainte reçue relativement à la qualité de l'eau ou à la fonction du puits dans les deux années suivant la construction et y donner suite. Enfin, dans les 14 jours de la réception d'une plainte, elle devra déposer auprès de l'Office un résumé de la plainte et un compte rendu de la résolution ou du plan d'action envisagé.

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation et constate que la qualité des eaux souterraines est une question qui préoccupe le gouvernement du Canada et la Colombie-Britannique. Les territoires et les provinces ont le rôle principal en gestion de l'eau. Comme il fait partie du Conseil canadien des ministres de l'Environnement, le gouvernement du Canada collabore avec les provinces et les territoires à l'établissement des lignes directrices sur la qualité de l'eau. La surveillance et l'analyse de l'eau des puits sont à l'avantage de tous.

Recommandation 14

La Commission recommande que GSX PL offre aux propriétaires ayant des structures habitées dans les 50 m de l'emprise du pipeline d'effectuer, avant le dynamitage, des évaluations

structurales détaillées. À l'achèvement de la construction, GSX PL devra offrir aux propriétaires qui ont accepté ces analyses d'effectuer des évaluations structurales postconstruction. Si les évaluations révèlent un effet préjudiciable pour l'une des structures habitées en raison des activités de GSX PL, celle-ci devra adopter des mesures visant à corriger la situation. GSX PL prendra dûment note de toute plainte reçue relativement aux répercussions du dynamitage sur les structures habitées dans les deux années suivant la construction et devra y donner suite. Enfin, dans les 14 jours de la réception d'une plainte, GSX PL devra déposer auprès de l'Office un résumé de la plainte et un compte rendu de la résolution ou du plan d'action envisagé.

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation.

Recommandation 15

La Commission recommande que GSX PL dépose auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant le début de la construction (soit le dégagement de la végétation ou le creusement pour la portion terrestre du pipeline et le début de la pose de canalisation pour la portion marine du pipeline) ou dans un délai fixé par l'Office, un document précisant les compétences et l'expérience des inspecteurs de l'environnement et du ou des spécialistes des sols qui participeront au projet.

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation.

Recommandation 16

La Commission recommande que GSX PL dépose auprès de l'Office, au moins 21 jours avant d'entreprendre le dégagement de la végétation ou le creusement, une description de la méthode et des résultats d'un relevé préalable aux travaux de construction visant les espèces végétales qui figurent sur les listes fédérale et provinciale d'espèces préoccupantes dans l'ensemble de la partie terrestre de l'emprise. Aux endroits où des espèces préoccupantes pourraient être touchées par les travaux de construction, GSX PL devra également déposer un programme détaillé de mesures d'atténuation qui devront être approuvées, ainsi que des copies de toute correspondance et tout compte rendu de réunion attestant que l'élaboration du programme a été effectuée en consultation avec les autorités réglementaires compétentes, notamment Environnement Canada.

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation, et constate que même si EC est mentionné nommément, les espèces végétales le long de la partie terrestre de l'emprise préoccupent les deux ordres de gouvernement. Advenant que des espèces figurant à l'annexe 1 de la LEP soient découvertes dans une région où elles pourraient être touchées par le projet, GSX PL doit en aviser le plus tôt possible l'organisme provincial approprié.

Parcs Canada préside l'équipe de rétablissement de l'écosystème du chêne de Garry, dont fait partie Environnement Canada. Ils peuvent tous deux prodiguer des conseils.

Recommandation 17

La Commission recommande que GSX PL dépose auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant d'entreprendre le dégagement de la végétation ou le creusement, un programme de suivi destiné à vérifier l'exactitude des prévisions de l'évaluation environnementale et à évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation mises en œuvre à l'égard de l'orchidée blanche, du psilocarphe grêle, du thé de Californie et de toute autre espèce végétale figurant sur une liste fédérale ou provinciale de plantes préoccupantes qui pourrait être découverte pendant la campagne de relevés préalables à la construction. Des copies de toute correspondance et de tout compte rendu de réunion attestant que les autorités réglementaires compétentes, notamment Environnement Canada, ont été consultées pour l'élaboration du programme devront également être déposées. Le programme de suivi devra préciser les dates de dépôt des documents auprès de l'Office.

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation, et constate que même si EC est mentionné nommément, les espèces végétales le long de la partie terrestre de l'emprise préoccupent le gouvernement du Canada et la Colombie-Britannique. EC est disposé à consulter GSX PL dans les domaines qui relèvent de sa compétence. GSX PL doit collaborer le plus tôt possible avec l'organisme provincial approprié si elle découvre des espèces inscrites à l'annexe 1 de la LEP dans une région où elles pourraient être touchées par le projet.

Recommandation 18

La Commission recommande que GSX PL dépose auprès de l'Office, au moins 21 jours avant d'entreprendre le dégagement de la végétation ou le creusement, les résultats d'un relevé supplémentaire détaillé des oiseaux nicheurs afin de vérifier la présence de nids actifs d'oiseaux nicheurs dans un rayon de 100 m des lieux qui seront perturbés pendant la construction. Dans le cas des lieux où l'on observera des nids actifs d'oiseaux nicheurs, GSX PL devra présenter également un programme détaillé de mesures d'atténuation à des fins d'approbation, ainsi que des copies de toute correspondance et tout compte rendu de réunion attestant que l'élaboration du programme a été effectuée en consultation avec les autorités réglementaires compétentes, notamment Environnement Canada.

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation, sous réserve des conditions suivantes. Le moment où s'effectue le relevé des oiseaux nicheurs est important, selon le moment de l'année. Dans le même ordre d'idées, le rayon de 100 mètres précisé dans la recommandation est peut-être approprié, mais il ne l'est peut-être pas non plus. GSX PL doit consulter EC avant de procéder aux relevés, pour s'assurer que le moment où ils sont effectués et les rayons observés sont appropriés. Si elle trouve pendant les relevés des espèces inscrites à l'annexe 1 de la LEP, GSX PL doit en aviser immédiatement l'organisme approprié.

Recommandation 19

La Commission recommande que GSX PL dépose auprès de l'Office, pour approbation, 60 jours avant d'entreprendre le dégagement de la végétation ou le creusement, ou dans un délai prescrit explicitement par l'Office, une évaluation des répercussions sur les ressources patrimoniales, y compris toute mesure d'atténuation supplémentaire relativement aux portions de l'emprise n'ayant pas fait précédemment l'objet d'une étude. GSX PL doit également déposer toute observation ou recommandation relative à cette évaluation et toute mesure d'atténuation proposée par la Direction de l'archéologie du ministère de la Gestion durable des ressources de la Colombie-Britannique, de même qu'une déclaration de GSX PL sur ses intentions quant à la mise en oeuvre des recommandations.

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation. Si on le lui demande, Parcs Canada peut prodiguer des conseils en ce qui a trait à l'évaluation des effets du projet sur les ressources patrimoniales. Le gouvernement du Canada croit que les instances provinciales pourraient aussi prodiguer des conseils en la matière.

Recommandation 20

La Commission recommande que GSX PL dépose auprès de l'Office, pour approbation, 60 jours avant de commencer le FHD ou la pose de la canalisation en mer – selon le premier de ces événements – ou dans un délai prescrit explicitement par l'Office, toute observation ou recommandation relative à l'évaluation archéologique sous-marine et toute mesure d'atténuation proposée par la Direction de l'archéologie du ministère de la Gestion durable des ressources de la Colombie-Britannique, de même qu'une déclaration de GSX PL sur ses intentions quant à la mise en oeuvre des recommandations.

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation. Parcs Canada est d'accord qu'il faut procéder à une évaluation archéologique sous-marine et est disposé à prodiguer des conseils si on le lui demande. Le gouvernement du Canada croit que les instances provinciales pourraient aussi prodiguer des conseils en la matière.

Recommandation 21

La Commission recommande que GSX PL veille à ce que les installations approuvées soient conçues, fabriquées, situées, construites, mises en place et exploitées conformément aux plans, devis, calendriers, et autres renseignements ou données figurant dans sa demande ou dans la preuve produite devant la Commission dans le cadre de l'instance GH-4-2001.

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation.

Recommandation 22

La Commission recommande que GSX PL conserve dans ses bureaux de chantier :

a. *des copies de tous les permis, approbations ou autorisations pour les installations ayant fait l'objet de la demande, délivrés par les autorités compétentes fédérales, provinciales ou autres, portant notamment sur les conditions environnementales ou les mesures d'atténuation ou de surveillance propres au site;*

b. *toute modification apportée à ces permis, approbations ou autorisations.*

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation. EC et le MPO s'attendent que GSX PL affiche les approbations, codes de pratique, etc. dans ses bureaux de chantier. Il est toujours exigé que soient conservées dans les bureaux de chantier des copies des permis, approbations et autorisations pertinents, ce qui permet aux inspecteurs de les consulter rapidement et de vérifier que les conditions des permis sont respectées.

Recommandation 23

La Commission recommande que GSX PL mette en œuvre, ou veille à ce que soient mis en œuvre, tous les engagements, les politiques, les pratiques, les recommandations et les méthodes visant la protection de l'environnement et la promotion de la sécurité figurant dans sa demande ou dans la preuve produits devant la Commission dans le cadre de l'instance GH-4-2001.

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation et constate qu'il sera plus facile de faire respecter les engagements pendant toute la durée du projet s'il existe des documents regroupant les engagements, politiques, pratiques, recommandations et méthodes élaborés pour atténuer les effets environnementaux que pourraient avoir le projet et qui ont été évoqués tout au long de l'évaluation environnementale.

Recommandation 24

La Commission recommande que GSX PL dépose auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant le début de la construction (ce qui signifie, pour la portion terrestre, les activités de dégagement de la végétation ou de creusement et, pour la portion marine, le début des opérations de pose de canalisation) ou dans tout autre délai fixé par l'Office, des exemplaires à jour de ses plans de protection et de remise en état de l'environnement (PPRÉ) et les cartes-tracés environnementales (CTE) pour les portions marine et terrestre du gazoduc et le point d'arrivée à terre, qui comprennent tous les engagements en matière d'environnement et les

mesures d'atténuation propres aux divers sites définis dans le cadre de la demande. La Commission recommande que GSX PL mette en œuvre les PPRÉ approuvés.

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation. Le MPO fera référence aux plans et cartes-tracés environnementales dans toute autorisation qu'il émettra en vertu de la *Loi sur les pêches*.

Recommandation 25

La Commission recommande que GSX PL dépose auprès de l'Office, pour approbation, au moins 60 jours avant le début de la construction (ce qui signifie, pour la portion terrestre, les activités de dégagement de la végétation ou de creusement et, pour la portion marine, le début des opérations de pose de canalisation) ou selon tout autre délai fixé par l'Office, un exposé détaillé des renseignements relatifs aux mesures de protection environnementales qui seront présentés à tout le personnel sur le terrain dans le cadre d'un programme de formation environnementale propre au projet.

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation, sous réserve de la condition suivante. GSX PL doit consulter le MPO, EC, et au besoin d'autres ministères et organismes fédéraux, concernant les documents qu'elle doit leur présenter avant de les remettre à l'Office.

Recommandation 26

La Commission recommande que GSX PL dépose auprès de l'Office, dans les six mois suivant la date où les installations sont mises en service, et le 31 janvier (ou avant) qui suit chacune des première, deuxième et troisième saisons de croissance, un rapport qui :

a. *décrit l'état de toute question environnementale nouvelle ou en suspens touchant les portions terrestre ou marine du gazoduc ou le point d'arrivée à terre;*

b. *fournit une description des mesures que GSX PL se propose de prendre relativement à toute question environnementale nouvelle ou en suspens;*

c. *fournit une évaluation de l'efficacité des mesures d'atténuation appliquées sur l'emprise des portions terrestre et marine du gazoduc et du point d'arrivée à terre, y compris pour le nettoyage final et la remise en état de l'emprise de la portion terrestre et du point d'arrivée à terre;*

d. *contient des cartes-tracés environnementales d'ouvrage fini.*

Réponse

Le gouvernement du Canada accepte cette recommandation, sous réserve de la condition suivante. La recommandation est conforme aux exigences que l'on retrouve habituellement dans

les approbations, permis et autorisations réglementaires du gouvernement fédéral. EC et le MPO pourraient ne pas nécessairement souscrire aux recommandations de la Commission en matière de calendrier. Si les premiers résultats des programmes de surveillance révèlent que des changements se produisent plus rapidement que prévu, il faudra peut-être cerner les problèmes et en faire rapport plus fréquemment afin de pouvoir y remédier efficacement et sans tarder. Tout permis ou autorisation délivré par le gouvernement fédéral tiendra compte qu'il faut se garder de la souplesse en matière de calendrier.